Deutscher Bundestag **Drucksache 17/6071**

17. Wahlperiode 06. 06. 2011

Gesetzentwurf

der Fraktionen der CDU/CSU und FDP

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

A. Problem und Ziel

Das von der Bundesregierung beschlossene Energiekonzept weist den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien. Zu diesem Zweck soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kontinuierlich erhöht werden und bis 2020 auf mindestens 35 Prozent, bis 2030 auf mindestens 50 Prozent, bis 2040 auf mindestens 65 Prozent und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigen. Die Erreichung dieser Ziele setzt voraus, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland konsequent und ambitioniert weiter vorangetrieben wird. Dies kann nur gelingen, wenn er nachhaltig und effizient erfolgt. Zugleich müssen die erforderlichen Weichenstellungen vorgenommen werden, um das Energieversorgungssystem auf diese hohen Anteile erneuerbarer Energien auszulegen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss daher so weiterentwickelt werden, dass der Übergang der erneuerbaren Energien im Strombereich zu einem erwarteten Marktanteil von 35 bis 40 Prozent innerhalb der laufenden Dekade gewährleistet wird.

B. Lösung

Für die Erreichung der vorgenannten Politikziele wird das EEG novelliert. Diese Novelle stellt einen zentralen Baustein für die Transformation der Energieversorgung und für den Einstieg in das regenerative Zeitalter dar. Die Novelle setzt dabei die entsprechenden Handlungsempfehlungen zum EEG um. Insbesondere wird hierdurch die Marktintegration der erneuerbaren Energien als neue Säule in das EEG aufgenommen, und durch die Einführung einer Marktprämie wird ein neuer wichtiger Anreiz gesetzt, der dazu beitragen soll, dass verstärkt Strom aus erneuerbaren Energien direkt auf dem Energiemarkt vermarktet wird. Bei Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 500 Kilowatt wird die Marktprämie ab 2014 verpflichtend eingeführt.

C. Alternativen

Keine.

D. Finanzielle Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte

1. Haushaltsausgaben ohne Vollzugsaufwand

Unmittelbare Kosten für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) entstehen dadurch, dass ihre Strombezugskosten zunächst durch die mit

den vorgeschlagenen Änderungen des EEG verbundene leichte Erhöhung der EEG-Umlage gegenüber der bisherigen Rechtslage voraussichtlich mittelfristig geringfügig steigen dürften. Längerfristig kehrt sich dies um. Bis 2030 dürften die zusätzlichen Kosten im Saldo sehr gering sein.

Weitere Kosten entstehen für den Bund, weil mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Zahl der Fälle zunimmt, in denen Auslegungsfragen des EEG zu klären sind; daher werden die Mittel, die der Bund an den Betreiber der Clearingstelle EEG zu diesem Zweck bereitstellt, perspektivisch steigen. Die Clearingstelle prüft die Einführung von Entgelten bei kontradiktorischen Verfahren für das Jahr 2012. Darüber hinaus werden ab 2013 Entgelte für kontradiktorische Verfahren nach Maßgabe der Verfahrensordnung erhoben.

Schließlich ist nicht auszuschließen, dass es infolge der Setzung von Anreizen für die Direktvermarktung von Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mittelbar zu Einnahmeausfällen bei der Stromsteuer kommen kann. Infolge der um weitere zwei Jahre verlängerten Förderung des Eigenverbrauchs von Strom aus Fotovoltaikanlagen ist möglicherweise mit zusätzlichen Einnahmeausfällen bei der Stromsteuer bis zu einem unteren zweistelligen Millionenbereich jährlich zu rechnen.

2. Vollzugsaufwand

Die im Gesetzentwurf enthaltenen Änderungen erhöhen den Arbeitsaufwand im Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und bei der Bundesnetzagentur. Hieraus resultiert ein noch zu ermittelnder Personalbedarf. Schließlich wird mit § 65a EEG eine neue Berichtspflicht für die Bundesregierung eingeführt.

3. Veranschlagung der Bundesmittel

Die Kosten für den Bund werden von den betroffenen Ressorts im Rahmen der für ihre Einzelpläne geltenden Finanzplanansätze gedeckt. Über (Plan-)Stellen in den jeweiligen Personalhaushalten wird unter Berücksichtigung vorhandener Ressourcen in den jeweiligen Haushaltsaufstellungsverfahren zu entscheiden sein.

E. Sonstige Kosten

Kosten für die Wirtschaft und die Verbraucherinnen und Verbraucher entstehen, wie unter Abschnitt D Nummer 1 gezeigt, durch die Auswirkungen der vorgeschlagenen Änderungen des EEG auf die Entwicklung der EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage. Wissenschaftliche Untersuchungen erwarten, dass die jährlichen EEG-Differenzkosten auf Grund der Regelungen dieses Gesetzentwurfs um das Jahr 2020 maximal etwa 900 Mio. Euro über dem Wert liegen werden, der sich ohne diese Änderung des EEG ergeben würde. Diese Differenz nimmt danach wieder ab. Ab etwa 2025 sind dann infolge der vorgeschlagenen Änderungen sogar geringfügig niedrigere Differenzkosten zu erwarten. Kumuliert über einen Zeitraum von 2012 bis 2030 führen die Änderungen unter sonst gleichen Rahmenbedingungen gegenüber dem geltenden EEG nur zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten von etwa 6 Mrd. Euro. In der EEG-Umlage schlägt sich dies nur geringfügig mit einem Anstieg von maximal 0,3 Cent pro Kilowattstunde nieder.

Hiervon sind die von der besonderen Ausgleichsregelung begünstigten Unternehmen gar nicht bzw. nur in sehr geringem Umfang betroffen. Durch eine Absenkung der unteren Einstiegsschwellen kann die Regelung daneben künftig von deutlich mehr mittelständischen Unternehmen in Anspruch genommen werden, was deren Stromkosten zur Verbesserung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit maßgeblich senkt.

Im Hinblick auf die Strompreisentwicklung für Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher ist bei Umsetzung der vorgesehenen Änderungen zu erwarten, dass die monatlichen EEG-Kosten eines Referenzhaushalts mit einem Stromverbrauch von 3 500 kWh/a von etwa 6,50 Euro im Jahr 2010 auf höchstens rund 9,50 Euro in den Jahren 2016 bis 2018 steigen werden, um danach bis 2030 deutlich bis auf etwa 2 Euro pro Monat zurückzugehen. Die genannten realen Größen werden infolge der Inflation de facto etwas höher liegen als in den genannten Modellrechnungen. Gesondert zu betrachten sind die Kostenwirkungen der im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen der besonderen Ausgleichsregelung. Aus Mangel an belastbaren Daten sind deren Gesamtwirkungen derzeit nur äußerst schwer abschätzbar, die EEG-Umlage und damit der Strompreis für nicht privilegierte Stromkunden könnten hierdurch geringfügig um etwa 0,1 Cent pro Kilowattstunde steigen.

F. Bürokratiekosten

Durch das Gesetz werden für die Wirtschaft sieben neue Informationspflichten eingeführt und zwölf bestehende Informationspflichten geändert. Hierdurch entsteht eine jährliche Belastung von 9,7 Mio. Euro; hiervon fallen 800 000 Euro jeweils nur einmal an. Im Gegenzug werden vier Informationspflichten mit einer jährlichen Belastung von 4 429 Euro aufgehoben.

Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Vom …

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) Die Angabe zu § 6 wird wie folgt gefasst:

„§ 6 Technische Vorgaben“.

b) Die Angabe zu Teil 3 wird wie folgt gefasst:

„Teil 3
Einspeisevergütung“.

c) Die Angabe zu § 17 wird wie folgt gefasst:

„§ 17 Verringerung des Vergütungsanspruchs“.

d) Die Angabe zu § 20 wird durch folgende Angaben ersetzt:

„§ 20 Absenkungen von Vergütungen und Boni

§ 20a Absenkung der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“.

e) Nach der Angabe zu § 27 werden folgende Angaben eingefügt:

„§ 27a Vergärung von Bioabfällen

§ 27b Vergärung von Gülle

§ 27c Gemeinsame Vorschriften für gasförmige Energieträger“.

f) Nach der Angabe zu § 33 werden folgende Angaben eingefügt:

„Teil 3a
Direktvermarktung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 33a Grundsatz, Begriff

§ 33b Formen der Direktvermarktung

§ 33c Pflichten bei der Direktvermarktung

§ 33d Wechsel zwischen verschiedenen Formen

§ 33e Verhältnis zur Einspeisevergütung

§ 33f Anteilige Direktvermarktung

Abschnitt 2
Prämien für die Direktvermarktung

§ 33g Marktprämie

§ 33h Anzulegender Wert bei der Marktprämie

§ 33i Flexibilitätsprämie“.

g) Die Angabe zu § 35 wird wie folgt gefasst:

„§ 35 Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern“.

h) Die Angabe zu § 37 wird wie folgt gefasst:

„§ 37 Vermarktung und EEG-Umlage“.

i) Die Angabe zu § 39 wird wie folgt gefasst:

„§ 39 Verringerung der EEG-Umlage“.

j) Die Angaben zu Teil 5 Abschnitt 2 werden wie folgt gefasst:

„Abschnitt 2
EEG-Umlage und Stromkennzeichnung

§ 53 Ausweisung der EEG-Umlage

§ 54 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage“.

k) Die Angabe zu § 64 wird durch folgende Angaben ersetzt:

„§ 64 Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen

§ 64a Verordnungsermächtigung zur Stromerzeugung aus Biomasse

§ 64b Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse

§ 64c Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus

§ 64d Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen

§ 64e Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

§ 64f Weitere Verordnungsermächtigungen

§ 64g Gemeinsame Vorschriften für die Verordnungsermächtigungen“.

l) Nach der Angabe zu § 65 wird folgende Angabe eingefügt:

„§ 65a Monitoringbericht“.

m) Die Angaben zu den Anlagen werden wie folgt gefasst:

„Anlage 1: Gasaufbereitungs-Bonus

Anlage 2: Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Anlage 3: Referenzertrag

Anlage 4: Höhe der Marktprämie

Anlage 5: Höhe der Flexibilitätsprämie“.

2. § 1 Absatz 2 wird durch die folgenden Absätze 2 und 3 ersetzt:

„(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

1. 35 Prozent bis zum Jahr 2020,
2. 50 Prozent bis zum Jahr 2030,
3. 65 Prozent bis zum Jahr 2040 und
4. 80 Prozent bis zum Jahr 2050

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.

(3) Das Ziel nach Absatz 2 Nummer 1 dient auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen.“

3. § 2 Nummer 2 und 3 wird wie folgt gefasst:

„2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber einschließlich des Verhältnisses zu Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie einschließlich Prämien für die Integration dieses Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem,

3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms, für den eine Vergütung oder eine Prämie gezahlt worden ist.“

4. § 3 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 2 werden die folgenden Nummern 2a bis 2d eingefügt:

‚2a. „Bemessungsleistung“ einer Anlage der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage,

2b. „Biogas“ Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird,

2c. „Biomethan“ Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist,

2d. „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher liefert,‘.

b) In Nummer 3 wird nach dem Wort „Biogas,“ das Wort „Biomethan,“ eingefügt.

c) Nach Nummer 4 werden die folgenden Nummern 4a und 4b eingefügt:

‚4a. „Gewerbe“ ein nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteter Geschäftsbetrieb, der unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird,

4b. „Gülle“ alle Stoffe, die Gülle sind im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch die Richtlinie 2010/63/EU vom 22. September 2010 (ABl. L 276 vom 20.10.2010, S. 33) geändert worden ist,‘.

d) Die bisherige Nummer 4a wird Nummer 4c.

e) Nummer 5 wird durch die folgenden Nummern 5 und 5a ersetzt:

‚5. „Inbetriebnahme“ die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme,

5a. „KWK-Anlage“ eine KWK-Anlage im Sinne von § 3 Absatz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,‘.

f) In Nummer 6 werden die Wörter „Leistung einer Anlage“ durch die Wörter „installierte Leistung einer Anlage“ ersetzt.

g) In Nummer 9 werden vor den Wörtern „in einer Entfernung“ die Wörter „auf See“ eingefügt.

h) Nach Nummer 9 wird folgende Nummer 9a eingefügt:

‚9a. „Speichergas“ jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird,‘.

i) Nummer 10 wird wie folgt gefasst:

‚10. „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ Strom im Sinne von § 3 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,‘.

j) In Nummer 12 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

k) Die folgenden Nummern 13 und 14 werden angefügt:

‚13. „Unternehmen“ die kleinste rechtlich selbständige Einheit,

14. „Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ jedes Unternehmen, das an der zu begünstigenden Abnahmestelle dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung

der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008, des Statistischen Bundesamtes[1] zuzuordnen ist.‘

5. § 4 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

   „(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 8 Absatz 3 nicht zu Lasten der Anlagenbetreiberin, des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden. Dies gilt nicht für vertraglich vereinbarte Abweichungen von den §§ 5 bis 15, die Gegenstand eines Prozessvergleichs im Sinne des § 794 Absatz 1 Nummer 1 der Zivilprozessordnung sind oder dem Ergebnis eines von den Parteien vor der Clearingstelle durchgeführten Verfahrens nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 oder einer für sie von der Clearingstelle abgegebenen Stellungnahme nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 61 entsprechen.“

6. In § 5 Absatz 1 Satz 2 wird das Wort „Leistung“ durch die Wörter „installierten Leistung“ ersetzt.

7. § 6 wird wie folgt gefasst:

„§ 6
Technische Vorgaben

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
2. die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

1. mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt müssen die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen,
2. mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt müssen
   a) die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen oder
   b) am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

(3) Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1 und 2 als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und
2. innerhalb von zwölf aufeinander folgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Entsteht eine Pflicht nach den Absätzen 1 und 2 für eine Anlagenbetreiberin oder einen Anlagenbetreiber erst durch den Zubau von Anlagen einer anderen Anlagenbetreiberin oder eines anderen Anlagenbetreibers, kann sie oder er von dieser anderen Anlagenbetreiberin oder diesem anderen Anlagenbetreiber den Ersatz der daraus entstehenden Kosten verlangen.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases

1. ein neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist und die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage beträgt und
2. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

Die Anforderung nach Satz 1 Nummer 1 gilt nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne des § 2 Satz 1 Nummer 4 des Düngegesetzes eingesetzt wird.

(5) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen müssen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden.

(6) Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1, 2, 4 oder 5 richten sich bei Anlagen, für deren Stromerzeugung dem Grunde nach ein Anspruch auf Vergütung nach § 16 besteht, nach § 17 Absatz 1. Bei den übrigen Anlagen entfällt für die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihr Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 8 für die Dauer des Verstoßes gegen Absatz 1, 2, 4 oder 5; Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen verlieren in diesem Fall ihren Anspruch auf Zuschlagszahlung nach § 4 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes oder, soweit ein solcher nicht besteht, ihren Anspruch auf vorrangigen Netzzugang nach § 4 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.“

8. Dem § 7 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

   „Für Messstellenbetrieb und Messung gelten die Vorschriften der §§ 21b bis 21h des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf Grund von § 21i ergangenen Rechtsverordnungen.“

9. § 8 wird wie folgt geändert:
   a) Dem Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

      „Die Verpflichtung nach Satz 1 und die Verpflichtungen nach § 4 Absatz 1 Satz 2 und Absatz 4 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind gleichrangig.“
   b) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz 3a eingefügt:

      „(3a) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ausnahmsweise auf Grund vertraglicher Vereinbarungen vom Abnahmevorrang abweichen und dies durch die Ausgleichsmechanismusverordnung zugelassen ist.“

[1] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; auch zu beziehen über www.destatis.de.

10. § 9 Absatz 1 Satz 2 und 3 werden durch folgenden Satz ersetzt:

„Dieser Anspruch besteht auch gegenüber Netzbetreibern, an deren Netz die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, sondern auch für vorgelagerte Netze mit einer Spannung bis einschließlich 110 Kilovolt, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen.“

11. § 11 wird wie folgt gefasst:

„§ 11
Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 1, Absatz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 Buchstabe a ausgestattet sind, zu regeln, soweit

1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,
2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Anlagen zur Stromerzeugung am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 6 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, Betreiberinnen und Betreibern von Anlagen nach § 6 Absatz 1 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar gewesen ist.

(3) Die Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen nach Absatz 1 Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Abregelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen. Die Netzbetreiber können abweichend von Satz 1 Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen nach § 6 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach Absatz 1 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen einen Umfang von 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat; diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen. § 13 Absatz 5 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.“

12. § 12 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Wird die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Absatz 1 reduziert, sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr ein Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiberinnen und Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt, hat die Kosten der Entschädigung zu tragen. Gegenüber den betroffenen Betreiberinnen und Betreibern haftet er gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.“

13. In § 15 Absatz 1 wird der Punkt am Ende durch die Wörter „ , soweit sie im Hinblick auf § 1 wirtschaftlich angemessen sind.“ ersetzt.

14. Die Überschrift von Teil 3 wird wie folgt gefasst:

„Teil 3
Einspeisevergütung“.

15. Die §§ 16 bis 18 werden wie folgt gefasst:

„§ 16
Vergütungsanspruch

(1) Netzbetreiber müssen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten. Dies gilt nur für Strom, der tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(2) Die Verpflichtung nach Absatz 1 besteht auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sie sich auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber nach Absatz 1 bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Die Verpflichtung nach Satz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen. Satz 1 gilt nicht bei Strom aus solarer Strahlungsenergie, wenn für diesen Strom eine Vergütung nach § 33 Absatz 2 in Anspruch genommen worden ist.

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, die den Vergütungsanspruch nach Absatz 1 für Strom aus einer Anlage geltend machen, sind verpflichtet, ab diesem Zeitpunkt den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom,

1. für den dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach Absatz 1 besteht,
2. der nicht von ihnen selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird, und
3. der durch ein Netz durchgeleitet wird,

dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen, und sie dürfen den in der Anlage erzeugten Strom nicht als Regelenergie vermarkten.

§ 17
Verringerung des Vergütungsanspruchs

(1) Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich auf Null, solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gegen § 6 Absatz 1, 2, 4 oder 5 verstoßen.

(2) Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW*“),

1. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie den Standort und die installierte Leistung der Anlage nicht übermittelt haben an
   a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder
   b) einen Dritten, der zum Betrieb eines Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Verordnung,
2. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber im Fall der Errichtung eines allgemeinen Anlagenregisters die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister nicht nach Maßgabe einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64e beantragt haben,
3. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gegen § 16 Absatz 3 verstoßen, mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist, und soweit sie den Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt haben, oder
4. soweit die Errichtung oder der Betrieb der Anlage dazu dient, die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude auf Grund einer landesrechtlichen Regelung nach § 3 Absatz 4 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zu erfüllen, und wenn die Anlage keine KWK-Anlage ist.

(3) Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich ferner auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW*“), wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, die ihren Strom direkt vermarktet haben, dem Netzbetreiber den Wechsel in die Vergütung nach § 16 nicht nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit § 33d Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 4 übermittelt haben. Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung der Direktvermarktung folgt.

§ 18
Vergütungsberechnung

(1) Die Höhe der Vergütung für Strom, der in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage vergütet wird, bestimmt sich

1. bei den §§ 23 bis 28 jeweils anteilig nach der Bemessungsleistung der Anlage und
2. bei dem § 33 jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage

im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert.

(2) In den Vergütungen ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.“

16. § 19 wird wie folgt geändert:
    a) In Absatz 1 Nummer 3 wird das Wort „Leistung“ durch die Wörter „Bemessungsleistung oder der installierten Leistung“ ersetzt.
    b) In Absatz 1 Nummer 4 wird das Wort „gesetzt“ durch das Wort „genommen“ ersetzt.
    c) In Absatz 2 Satz 1 werden nach dem Wort „Energien“ die Wörter „oder Grubengas“ eingefügt.
    d) In Absatz 2 Satz 2 wird das Wort „Leistung“ durch das Wort „Bemessungsleistung“ ersetzt.
17. Die §§ 20 und 21 werden durch die folgenden §§ 20 bis 21 ersetzt:

„§ 20
Absenkungen von Vergütungen und Boni

(1) Die Vergütungen und Boni nach den §§ 23 bis 31 gelten unbeschadet des § 66 für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen werden. Sie gelten ferner für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden, mit der Maßgabe, dass sich die Vergütungen und Boni nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 verringern. Die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten Vergütungen und Boni gelten jeweils für die gesamte Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2.

(2) Die Vergütungen und Boni verringern sich jährlich zum 1. Januar für Strom aus

1. Deponiegas (§§ 24 und 27c Absatz 2) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent,
2. Klärgas (§§ 25 und 27c Absatz 2) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent,
3. Grubengas (§ 26) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent,

4. Biomasse (§ 27 Absatz 1, die §§ 27a, 27b und 27c Absatz 2) ab dem Jahr 2013: um 2,0 Prozent,
5. Geothermie (§ 28) ab dem Jahr 2018: um 5,0 Prozent,
6. Windenergie
   a) aus Offshore-Anlagen (§ 31) ab dem Jahr 2018: um 7,0 Prozent und
   b) aus sonstigen Anlagen (§ 29) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent.

(3) Die jährlichen Vergütungen und Boni werden nach der Berechnung gemäß den Absätzen 1 und 2 auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der Vergütungen und Boni des jeweils darauf folgenden Kalenderjahres sind die ungerundeten Werte des Vorjahres zugrunde zu legen.

§ 20a
Absenkung der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

(1) Die Vergütungen nach den §§ 32 und 33 verringern sich für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen werden, nach Maßgabe der Absätze 2 bis 7.

(2) Die Vergütungen nach den §§ 32 und 33 verringern sich vorbehaltlich der Absätze 3 und 4 ab dem Jahr 2012 jährlich zum 1. Januar um 9,0 Prozent gegenüber den jeweils am 1. Januar des Vorjahres geltenden Vergütungssätzen.

(3) Der Prozentsatz nach Absatz 2 erhöht sich ab dem Jahr 2012, sobald die installierte Leistung der zum 30. September des jeweiligen Vorjahres innerhalb der vorangegangenen zwölf Monate nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registrierten Anlagen

1. 3 500 Megawatt überschreitet, um 3,0 Prozentpunkte,
2. 4 500 Megawatt überschreitet, um 6,0 Prozentpunkte,
3. 5 500 Megawatt überschreitet, um 9,0 Prozentpunkte,
4. 6 500 Megawatt überschreitet, um 12,0 Prozentpunkte oder
5. 7 500 Megawatt überschreitet, um 15,0 Prozentpunkte.

(4) Der Prozentsatz nach Absatz 2 verringert sich ab dem Jahr 2012, sobald die installierte Leistung der zum 30. September des jeweiligen Vorjahres innerhalb der vorangegangenen zwölf Monate nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registrierten Anlagen

1. 2 500 Megawatt unterschreitet, um 2,5 Prozentpunkte,
2. 2 000 Megawatt unterschreitet, um 5,0 Prozentpunkte oder
3. 1 500 Megawatt unterschreitet, um 7,5 Prozentpunkte.

(5) Die Vergütungen nach den §§ 32 und 33 verringern sich ab dem Jahr 2012 gegenüber den jeweils am 1. Januar geltenden Vergütungssätzen zusätzlich für Strom aus Anlagen, die nach dem 30. Juni des jeweiligen Jahres und vor dem 1. Januar des Folgejahres in Betrieb genommen werden, wenn die installierte Leistung der nach dem 30. September des Vorjahres und vor dem 1. Mai des jeweiligen Jahres nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registrierten Anlagen mit dem Wert 12 multipliziert und durch den Wert 7 geteilt

1. 3 500 Megawatt überschreitet, um 3,0 Prozent,
2. 4 500 Megawatt überschreitet, um 6,0 Prozent,
3. 5 500 Megawatt überschreitet, um 9,0 Prozent,
4. 6 500 Megawatt überschreitet, um 12,0 Prozent oder
5. 7 500 Megawatt überschreitet, um 15,0 Prozent.

(6) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Bundesanzeiger

1. jeweils zum 31. Oktober die nach den Abätzen 3 und 4 in Verbindung mit Absatz 2 für das Folgejahr geltenden Prozentsätze und die daraus resultierenden Vergütungen, die jeweils ab dem 1. Januar des Folgejahres gelten,
2. jeweils zum 30. Mai den nach Absatz 5 ermittelten Prozentsatz und die daraus resultierenden Vergütungen, die ab dem 1 Juli des jeweiligen Jahres gelten.

(7) § 20 Absatz 1 Satz 3 und Absatz 3 gilt für die Absätze 1 bis 5 entsprechend.

§ 21
Vergütungsbeginn und -dauer

(1) Die Vergütungen sind ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt und in das Netz nach § 8 Absatz 1 oder 2 eingespeist hat oder der Strom erstmals nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist.

(2) Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Beginn der Frist nach Satz 1 ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme, soweit sich aus den nachfolgenden Vorschriften nichts anderes ergibt.“

18. Die §§ 23 bis 33 werden durch die folgenden §§ 23 bis 33 ersetzt:

„§ 23
Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,7 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 2 Megawatt 8,3 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 6,3 Cent pro Kilowattstunde,

4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 10 Megawatt 5,5 Cent pro Kilowattstunde,
5. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,3 Cent pro Kilowattstunde,
6. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 50 Megawatt 4,2 Cent pro Kilowattstunde und
7. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 50 Megawatt 3,4 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, wenn nach dem 31. Dezember 2011

1. die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde oder
2. die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nach § 6 Absatz 1 Nummer 1 erstmals nachgerüstet wurde.

Der Anspruch auf die Vergütung nach Satz 1 besteht ab dem Abschluss der Maßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Rests des Jahres, in dem die Maßnahme nach Satz 1 abgeschlossen worden ist.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 mit einer installierten Leistung über 5 Megawatt erzeugt wird, besteht der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 nur für den Strom, der der Leistungserhöhung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 zuzurechnen ist. Wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2012 eine installierte Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, der Vergütungsanspruch nach der bislang geltenden Regelung.

(4) Der Anspruch auf Vergütung nach den Absätzen 1 und 2 besteht nur, wenn die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 und 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes entspricht. Als Nachweis der Voraussetzungen des Satzes 1 gilt für Anlagen nach Absatz 1 und, soweit im Rahmen der Maßnahmen nach Absatz 2 eine Neuzulassung der Wasserkraftnutzung erfolgt ist, für Anlagen nach Absatz 2 die Zulassung der Wasserkraftnutzung. Im Übrigen kann die Einhaltung der Anforderungen nach Satz 1 wie folgt nachgewiesen werden:

1. durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder
2. durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft, das der Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde bedarf; äußert sich die Behörde innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens nicht, gilt die Bestätigung als erteilt; diese Bestätigung darf nur versagt werden, wenn die Behörde erhebliche Zweifel an der Richtigkeit des Gutachtens hat.

(5) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht ferner nur, wenn die Anlage

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Staustufe oder Wehranlage oder
2. ohne durchgehende Querverbauung

errichtet worden ist.

(6) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht weiterhin bei Speicherkraftwerken nur, wenn sie an einem bestehenden Speicher oder einem bestehenden Speicherkraftwerk errichtet worden sind.

§ 24
Deponiegas

Für Strom aus Deponiegas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 8,60 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,89 Cent pro Kilowattstunde.

§ 25
Klärgas

Für Strom aus Klärgas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 6,79 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,89 Cent pro Kilowattstunde.

§ 26
Grubengas

(1) Für Strom aus Grubengas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 6,84 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 4,93 Cent pro Kilowattstunde und
3. ab einer Bemessungsleistung von über 5 Megawatt 3,98 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Pflicht zur Vergütung besteht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.

§ 27
Biomasse

(1) Für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 14,3 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,3 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 11,0 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 6,0 Cent pro Kilowattstunde.

Pflanzenölmethylester gilt in dem Umfang, der zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist, als Biomasse.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich,

1. soweit der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 2 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (Einsatzstoffvergütungsklasse I),
   a) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt um jeweils 6,0 Cent pro Kilowattstunde,
   b) bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um jeweils 5,0 Cent pro Kilowattstunde oder
   c) im Fall von Strom aus Rinde oder aus Waldrestholz abweichend von den Buchstaben a und b bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um jeweils 2,5 Cent pro Kilowattstunde; für Strom aus Waldrestholz im Sinne von Nummer 25 der Anlage 2 zur Biomasseverordnung sind die Buchstaben a und b anzuwenden,
2. soweit der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 3 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (Einsatzstoffvergütungsklasse II), bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um jeweils 8,0 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen und nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gelten die Absätze 1 und 2 nur, soweit die installierte Leistung der Anlage 500 Kilowatt nicht übersteigt.

(4) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht in der dort genannten Höhe nur, wenn und solange

1. mindestens
   a) 25 Prozent bis zum Ende des ersten auf die erstmalige Erzeugung von Strom in der Anlage folgenden Kalenderjahres und danach
   b) 60 Prozent

   des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird; hierbei wird im Fall der Stromerzeugung aus Biogas die Wärme in Höhe von 25 Prozentpunkten des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms zur Beheizung des Fermenters angerechnet, oder
2. der Strom in Anlagen erzeugt wird, die Biogas einsetzen, und zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle von mindestens 60 Masseprozent eingesetzt wird.

(5) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht ferner in der dort genannten Höhe nur, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, und für Strom

1. aus Anlagen, die Biogas einsetzen, nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 50 Masseprozent beträgt,
2. aus Anlagen, die Biomethan nach § 27c Absatz 1 einsetzen, abweichend von Absatz 4 nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird,
3. aus Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, nur für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist; flüssige Biomasse ist Biomasse, die zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist.

(6) Bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs nach § 16 und danach jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das Vorjahr sind nachzuweisen:

1. die Voraussetzungen nach Absatz 2 nur jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien,
2. die Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 1 nach Maßgabe der Nummer 2 der Anlage 2 zu diesem Gesetz,
3. die Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 2 durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien,
4. die Voraussetzungen nach Absatz 5 Nummer 1 und der Stromanteil aus flüssiger Biomasse nach Absatz 5 Nummer 3 nur jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Vorlage einer Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs,
5. die Voraussetzungen nach Absatz 5 Nummer 2 nach Maßgabe der Nummer 2 der Anlage 2 zu diesem Gesetz.

(7) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 verringert sich in dem jeweiligen Kalenderjahr insgesamt auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig, wenn die Voraussetzungen nach den Absätzen 4 und 5 nicht nachweislich eingehalten werden. Abweichend von Satz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 nach dem Ende des fünften auf die erstmalige Geltendmachung des Vergütungsanspruchs nach § 16 folgenden Kalenderjahres auf 80 Prozent der Vergütung für jedes folgende Kalenderjahr, für das die Voraussetzungen nach Absatz 4 nicht nachgewiesen werden, sofern alle übrigen erforderlichen Voraussetzungen nachgewiesen werden.

(8) Soweit nach Absatz 5 oder 6 der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie des Einsatzstoff-Tagebuchs zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch von der Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber zu schwärzen.

§ 27a
Vergärung von Bioabfällen

(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung in dem jeweiligen Kalenderjahr von durchschnittlich mindestens 80 Masseprozent gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 16,0 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 14,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gilt Absatz 1 nur, soweit die installierte Leistung der Anlage 500 Kilowatt nicht übersteigt.

(3) Der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

(4) Die Vergütung nach Absatz 1 kann unbeschadet des § 27c Absatz 2 nicht mit einer Vergütung nach § 27 kombiniert werden.

(5) Im Rahmen des § 27a gelten entsprechend

1. die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach § 27 Absatz 5,
2. § 27 Absatz 5 Nummer 2 und 3 einschließlich der Nachweisregelungen nach Absatz 6,
3. § 27 Absatz 7 Satz 1 hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen und
4. § 27 Absatz 8.

§ 27b
Vergärung von Gülle

(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. die Stromerzeugung am Standort der Anlage zur Erzeugung von Biogas erfolgt,
2. die installierte Leistung am Standort der Anlage zur Erzeugung von Biogas insgesamt höchstens 75 Kilowatt beträgt und
3. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle im Sinne der Nummern 10, 11, 13 und 14 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 kann nicht mit einer Vergütung nach § 27 kombiniert werden.

(3) Im Rahmen des § 27b gelten entsprechend

1. die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach § 27 Absatz 5,
2. § 27 Absatz 5 Nummer 3 einschließlich der Nachweisregelung nach Absatz 6,
3. § 27 Absatz 7 Satz 1 hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen und
4. § 27 Absatz 8.

§ 27c
Gemeinsame Vorschriften
für gasförmige Energieträger

(1) Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas gilt jeweils als Deponiegas, Klärgas, Biomethan oder Speichergas,

1. soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Biomethan oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und
2. wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.

(2) Die Vergütung nach den §§ 24, 25, 27 Absatz 1 und § 27a Absatz 1 erhöht sich für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Deponiegas, Klärgas oder Biomethan gilt, und das vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde, nach Maßgabe der Anlage 1 (Gasaufbereitungs-Bonus).

(3) Für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Biomethan gilt, und die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gilt Absatz 2 nur, soweit die installierte Leistung der Anlage 500 kW nicht übersteigt.

§ 28
Geothermie

(1) Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich für Strom, der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird, um 5,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 29
Windenergie

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen beträgt die Vergütung 4,87 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,93 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Diese Frist verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrages, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 3 zu diesem Gesetz.

(3) Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt gelten im Sinne des Absatzes 2 als Anlagen mit einem Ertrag von 60 Prozent ihres Referenzertrags.

§ 30
Windenergie Repowering

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen angrenzenden Landkreis eine oder mehrere bestehende Anlagen endgültig ersetzen (Repowering-Anlagen), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. die ersetzten Anlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind,
2. die Repowering-Anlagen höchstens 17 Kalenderjahre nach der Inbetriebnahme der ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind oder die ersetzten Anlagen am 31. Dezember 2011 außerhalb von Gebieten lagen, für die im Sinne des § 35 Absatz 3 Satz 3 des Baugesetzbuches in einem Flächennutzungsplan oder einem Raumordnungsplan Ausweisungen erfolgt waren,
3. die installierte Leistung der Repowering-Anlage mindestens das Zweifache und höchstens das Fünffache der ersetzten Anlagen beträgt und
4. die Anzahl der Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigt.

(2) Eine Anlage wird ersetzt, wenn sie höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der Repowering-Anlage vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage außer Betrieb genommen wurde. Der Vergütungsanspruch für die ersetzten Anlagen entfällt endgültig. § 21 Absatz 2 bleibt unberührt.

§ 31
Windenergie Offshore

(1) Für Strom aus Offshore-Anlagen beträgt die Vergütung 3,5 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) In den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Offshore-Anlage beträgt die Vergütung 15,0 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Der Zeitraum der Anfangsvergütung nach Satz 1 verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie nach § 3 Nummer 9 Satz 2 entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

(3) Wenn die Offshore-Anlage vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden ist und die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt, erhält sie oder er in den ersten acht Jahren ab der Inbetriebnahme eine erhöhte Anfangsvergütung von 19,0 Cent pro Kilowattstunde. In diesem Fall entfällt der Anspruch nach Absatz 2 Satz 1, während der Anspruch auf die Zahlung nach Absatz 2 Satz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden ist, dass die verlängerte Anfangsvergütung 15,0 Cent pro Kilowattstunde beträgt.

(4) Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinander folgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17 Absatz 2a Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht rechtzeitig fertig gestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich die Vergütung nach den Absätzen 2 und 3, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung.

(5) Die Absätze 1 bis 3 gelten nicht für Strom aus Offshore-Anlagen, deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach § 57 in Verbindung mit § 32 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Satz 1 gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der Kommission der Europäischen Gemeinschaften als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.

§ 32
Solare Strahlungsenergie

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung 21,11 Cent pro Kilowattstunde abzüglich der Verringerung nach § 20a, wenn die Anlage

1. an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist,
2. auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuches durchgeführt worden ist, oder
3. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist und
   a) der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck ge-

ändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,

b) der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen hat, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder

c) der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden ist und sich die Anlage auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist.

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung 22,07 Cent pro Kilowattstunde abzüglich der Verringerung nach § 20a, wenn die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist, der nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden ist und sich die Anlage

1. auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder
2. auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht

   a) als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder

   b) als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes

   rechtsverbindlich festgesetzt worden sind.

(3) Soweit bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nach § 6 Absatz 3 Satz 1 als eine Anlage gelten, Module nach der erstmaligen Inbetriebnahme auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls durch neue Module ersetzt werden müssen, führt dies nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme.

§ 33
Solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer installierten Leistung von 30 Kilowatt 28,74 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 100 Kilowatt 27,33 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 Megawatt 25,86 Cent pro Kilowattstunde und
4. ab einer installierten Leistung von über 1 Megawatt 21,56 Cent pro Kilowattstunde,

jeweils abzüglich der Verringerung nach § 20a. § 32 Absatz 3 gilt entsprechend.

(2) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 Kilowatt, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden, besteht ein Anspruch auf Vergütung, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, dies nachweisen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Für diesen Strom verringert sich die Vergütung nach Absatz 1 um 16,38 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Gebäude sind selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen."

19. Nach § 33 wird folgender Teil 3a eingefügt:

„Teil 3a
Direktvermarktung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 33a
Grundsatz, Begriff

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f an Dritte veräußern (Direktvermarktung).

(2) Veräußerungen von Strom an Dritte gelten abweichend von Absatz 1 nicht als Direktvermarktung, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas an Dritte veräußern, die den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

§ 33b
Formen der Direktvermarktung

Eine Direktvermarktung nach § 33a kann in den folgenden Formen erfolgen:

1. als Direktvermarktung zum Zwecke der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g oder
2. als Direktvermarktung zum Zwecke der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 oder
3. als sonstige Direktvermarktung.

§ 33c
Pflichten bei der Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 ferner nur direkt vermarkten, wenn

1. für den direkt vermarkteten Strom
   a) unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,
   b) keine vermiedenen Netzentgelte nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch genommen werden,
2. der direkt vermarktete Strom in einer Anlage erzeugt wird, die mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 ausgestattet ist,
3. die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird und
4. der direkt vermarktete Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktet wird.

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse dürfen abweichend von Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a Strom auch dann direkt vermarkten, wenn der Vergütungsanspruch nach § 16 nur deshalb nicht besteht, weil die Voraussetzungen nach § 27 Absatz 4 nicht erfüllt sind.

(4) Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Absätze 1 und 2 richten sich nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2.

§ 33d
Wechsel zwischen verschiedenen Formen

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen zwischen der Vergütung nach § 16 und der Direktvermarktung oder zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung nur zum ersten Kalendertag eines Monats wechseln; dies gilt für

1. den Wechsel von der Vergütung nach § 16 in die Direktvermarktung nach § 33a,
2. den Wechsel zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b und
3. den Wechsel von der Direktvermarktung nach § 33a in die Vergütung nach § 16.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen einen Wechsel nach Absatz 1 dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen. In den Fällen des Absatzes 1 Nummer 1 oder Nummer 2 sind auch mitzuteilen:

1. die Form der Direktvermarktung im Sinne des § 33b, in die gewechselt wird, und
2. der Bilanzkreis im Sinne des § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll.

(3) Die Netzbetreiber müssen unverzüglich, spätestens jedoch ab dem 1. Januar 2013, für den Wechsel von Anlagen im Sinne der Absätze 1 und 2 bundesweit einheitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren einschließlich Verfahren für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung und Nutzung der Meldungsdaten zur Verfügung stellen, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen. Für den elektronischen Datenaustausch nach Maßgabe des Bundesdatenschutzgesetzes ist ein einheitliches Datenformat vorzusehen. Die Verbände der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sind an der Entwicklung der Verfahren und Formate für den Datenaustausch angemessen zu beteiligen.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber Mitteilungen nach Absatz 2 in dem Verfahren und Format nach Absatz 3 übermitteln, sobald diese zur Verfügung gestellt worden sind.

(5) Die Rechtsfolgen von Verstößen von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gegen Absatz 1 Nummer 1 und 2, Absatz 2 oder Absatz 4 richten sich nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2. Für die Dauer der dort jeweils genannten Rechtsfolgen sind auch die jeweils anderen Ansprüche ausgeschlossen.

§ 33e
Verhältnis zur Einspeisevergütung

Solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage direkt vermarkten, entfallen der Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 1 und 2 sowie die Pflicht nach § 16 Absatz 3 für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom. Dieser Zeitraum wird auf die Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2 angerechnet.

§ 33f
Anteilige Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen den in ihrer Anlage erzeugten Strom anteilig auf die Vergütung nach § 16 und die Direktvermarktung nach § 33a oder auf verschiedene Formen der Direktvermarktung nach § 33b verteilen, wenn sie

1. dem Netzbetreiber die Prozentsätze, die sie der Vergütung nach § 16 und den verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b zuordnen, in einer Mitteilung nach § 33d Absatz 2 übermittelt haben und
2. diese Prozentsätze nachweislich jederzeit eingehalten haben.

(2) Der Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 1 und 2 sowie die Pflicht nach § 16 Absatz 3 entfallen bei einer Direktvermarktung nach Absatz 1 abwei-

chend von § 33e Satz 1 nur in Höhe des Prozentsatzes des direkt vermarkteten Stroms, und die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können für den verbleibenden Anteil die Vergütung nach § 16 beanspruchen.

(3) Bei Verstößen gegen Absatz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 16 für den in der Anlage erzeugten Strom, der nicht direkt vermarktet wird, auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz (*MW*). Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes gegen Absatz 1 folgt. Im Übrigen richten sich die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1 nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2.

Abschnitt 2
Prämien für die Direktvermarktung

§ 33g
Marktprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, den sie nach § 33b Nummer 1 direkt vermarkten, von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Dies gilt nur für Strom, der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen worden ist; diese Strommenge muss dem Netzbetreiber für jeden Monat bis zum zehnten Werktag des jeweiligen Folgemonats übermittelt werden.

(2) Die Höhe der Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend anhand der für den jeweiligen Kalendermonat tatsächlich festgestellten oder berechneten Werte auf Grund des anzulegenden Werts nach § 33h und nach Maßgabe der Anlage 4 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(3) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber

1. gegen § 33c Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen,
2. dem Netzbetreiber den Wechsel in die Form der Direktvermarktung nach § 33b Nummer 1 nicht nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 und Absatz 4 übermittelt haben oder
3. gegen § 33f Absatz 1 verstoßen.

Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des in Nummer 1, 2 oder 3 benannten Verstoßes folgt.

(4) § 22 gilt entsprechend.

§ 33h
Anzulegender Wert bei der Marktprämie

Die Marktprämie wird berechnet anhand der Höhe der Vergütung nach § 16, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den §§ 23 bis 33, auch unter Berücksichtigung der §§ 17 bis 21, tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte (anzulegender Wert). Bei der Berechnung des anzulegenden Wertes sind § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 und § 27c Absatz 3 nicht anzuwenden.

§ 33i
Flexibilitätsprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas können ergänzend zur Marktprämie von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen,

1. wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 oder Nummer 3 direkt vermarktet wird und für diesen Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,
2. wenn die Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Nummer 1 der Anlage 5 zu diesem Gesetz mindestens das 0,2fache der installierten Leistung der Anlage beträgt,
3. sobald sie den Standort und die installierte Leistung sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldet haben an
   a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder
   b) einen Dritten, der zum Betrieb eines allgemeinen Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung und
4. sobald eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist.

(2) Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung nach Maßgabe der Anlage 5 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie dem Netzbetreiber vorab mitteilen.

(4) Die Flexibilitätsprämie ist für die Dauer von zehn Jahren zu zahlen. Beginn der Frist ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung nach Absatz 5 folgenden Kalendermonats.

(5) § 22 gilt entsprechend.“

20. Die §§ 35 bis 39 werden wie folgt gefasst:

„§ 35
Ausgleich zwischen
Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern

(1) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber sind zur Vergütung der von Netzbetreibern nach § 16 vergüteten Strommenge entsprechend den §§ 16 bis 33 verpflichtet.

(1a) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber sind ferner zur Vergütung der Prämien verpflichtet, die Netzbetreiber entsprechend den §§ 33g und 33i gezahlt haben.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, vermiedene Netzentgelte nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung, die nach § 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber auszuzahlen. § 8 Absatz 4 Nummer 2 gilt entsprechend.

(3) Die Zahlungen nach den Absätzen 1 bis 2 sind zu saldieren. Auf die Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.

(4) Zahlt ein Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbetreiber eine höhere als in den §§ 16 bis 18 vorgesehene Vergütung oder eine höhere als in den §§ 33g und 33i vorgesehene Prämie, ist er zur Rückforderung des Mehrbetrages verpflichtet. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des 31. Dezembers des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Pflicht nach Satz 1 erlischt insoweit. Die Sätze 1 und 2 gelten im Verhältnis von aufnehmendem Netzbetreiber und Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber entsprechend, es sei denn, die Zahlungspflicht ergibt sich aus einer vertraglichen Vereinbarung. § 22 Absatz 1 ist auf Ansprüche nach Satz 3 nicht anzuwenden.

§ 36
Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet,

1. den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf der nach § 16 vergüteten Strommengen zu speichern,
2. die Zahlungen von Vergütungen nach § 16 einschließlich der Vergütung nach § 33 Absatz 2 zu speichern,
3. die Zahlungen von Prämien nach den §§ 33g und 33i zu speichern,
4. die Strommengen nach Nummer 1 unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen,
5. monatliche Abschläge in angemessenem Umfang auf die Zahlungen nach den Nummern 2 und 3 zu entrichten sowie
6. die Strommengen nach Nummer 1 und die Zahlungen nach den Nummern 2 und 3 nach Maßgabe von Absatz 2 abzurechnen.

Bei der Speicherung und Abrechnung der Zahlungen nach Satz 1 Nummer 2, 3 und 5 sind die Saldierungen auf Grund des § 35 Absatz 3 zugrunde zu legen.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 31. Juli eines jeden Jahres die Strommenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach § 8 oder § 34 abgenommen und nach § 16 oder § 35 vergütet oder nach den §§ 33g und 33i prämiert sowie nach Absatz 1 vorläufig ausgeglichen haben, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Strommenge, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher geliefert haben.

(3) Übertragungsnetzbetreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten, als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung nach den §§ 16 bis 33, bis auch diese Netzbetreiber eine Strommenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht.

§ 37
Vermarktung und EEG-Umlage

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen selbst oder gemeinsam den nach den §§ 16 und 35 Absatz 1 vergüteten Strom diskriminierungsfrei, transparent und unter Beachtung der Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarkten.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber können von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung verlangen (EEG-Umlage). Der Anteil ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an eine Letztverbraucherin oder einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind monatliche Abschläge in angemessenen Umfang zu entrichten.

(3) Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, sofern dieser

1. von einer dritten Person geliefert wird oder
2. durch ein Netz durchgeleitet wird, es sei denn, die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher betreibt die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage.

§ 38
Nachträgliche Korrekturen

Ergeben sich durch

1. Rückforderungen auf Grund von § 35 Absatz 4,

2. eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren,
3. ein zwischen den Parteien durchgeführtes Verfahren vor der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1,
4. eine für die Parteien abgegebene Stellungnahme der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2,
5. Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 61 Absatz 1a oder
6. einen vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 36 Absatz 1 ergangen ist,

Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder Vergütungs- oder Prämienzahlungen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.

§ 39
Verringerung der EEG-Umlage

(1) Die EEG-Umlage verringert sich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen in einem Kalenderjahr um 2,0 Cent pro Kilowattstunde, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage, wenn

1. der Strom, den sie an ihre gesamten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, in jedem Monat dieses Kalenderjahrs folgende Anforderungen erfüllt:
   a) mindestens 50 Prozent des Stroms ist Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 und
   b) mindestens 30 Prozent des Stroms ist Strom im Sinne der §§ 29 bis 33;

   bei der Berechnung der Anteile nach Halbsatz 1 darf Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 nur bis zu der Höhe des aggregierten Bedarfs der gesamten belieferten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, bezogen auf jedes 15 Minuten-Intervall, berücksichtigt werden,
2. die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage bis zum 30. September des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres übermittelt haben; hierbei ist auch die Strommenge anzugeben, die die Elektrizitätsversorgungsunternehmen voraussichtlich in dem Kalenderjahr an ihre gesamten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern werden; diese Menge ist auf Grund der Stromlieferungen der ersten Hälfte des vorangegangenen Kalenderjahres abzuschätzen, und
3. die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber das Vorliegen der Voraussetzungen nach Nummer 1 nach Maßgabe des § 50 nachweisen.

(2) Für die Berechnung der Strommengen nach Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a und b darf nur Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas angerechnet werden, wenn

1. die jeweiligen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber
   a) den Strom nach § 33b Nummer 2 direkt vermarkten,
   b) nicht gegen § 33c Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen,
   c) dem Netzbetreiber den Wechsel in die Form der Direktvermarktung nach § 33b Nummer 2 nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 und Absatz 4 übermittelt haben und
   d) nicht gegen § 33f Absatz 1 verstoßen und
2. der Strom von seiner Einspeisung bis zur Lieferung an die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher in Bilanz- oder Unterbilanzkreisen bilanziert wird, in denen ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Form des § 33b Nummer 2 direkt vermarktet worden ist.

Soweit Strom nach Satz 1 nicht angerechnet werden darf, gilt dies bei der jeweiligen Strommenge für den gesamten Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen nach Satz 1 ganz oder teilweise nicht vorliegen.“

21. Die §§ 40 und 41 werden wie folgt gefasst:

„§ 40
Grundsatz

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt auf Antrag für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird, entsprechend der §§ 41 und 42. Die Begrenzung erfolgt, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher vereinbar ist.

§ 41
Unternehmen des produzierenden Gewerbes

(1) Bei einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes erfolgt die Begrenzung nur, soweit es nachweist, dass und inwieweit

1. im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr
   a) der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle mindestens 1 Gigawattstunde betragen hat,
   b) das Verhältnis der von dem Unternehmen zu tragenden Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3,

Wiesbaden 2007[2], mindestens 14 Prozent betragen hat,

c) die EEG-Umlage anteilig an das Unternehmen weitergereicht wurde und

2. eine Zertifizierung erfolgt ist, mit der der Energieverbrauch und die Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet worden sind; dies gilt nicht für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von unter 10 Gigawattstunden.

(2) Die Voraussetzungen nach Absatz 1 Nummer 1 sind durch die Stromlieferungsverträge und die Stromrechnungen für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr sowie der Bescheinigung einer Wirtschaftsprüferin, eines Wirtschaftsprüfers, einer vereidigten Buchprüferin oder eines vereidigten Buchprüfers auf Grundlage des Jahresabschlusses für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachzuweisen. Für die Bescheinigungen nach Satz 1 gelten § 319 Absatz 2 bis 4, § 319b Absatz 1, § 320 Absatz 2 und § 323 des Handelsgesetzbuchs entsprechend. Die Voraussetzung nach Absatz 1 Nummer 2 ist durch die Bescheinigung der Zertifizierungsstelle nachzuweisen.

(2a) Unternehmen, die nach dem 30. Juni des Vorjahres neu gegründet wurden, können abweichend von Absatz 1 Daten über ein Rumpfgeschäftsjahr übermitteln. Absatz 2 gilt entsprechend. Neu gegründete Unternehmen sind nur solche, die unter Schaffung von im Wesentlichen neuem Betriebsvermögen ihre Tätigkeit erstmals aufnehmen; sie dürfen nicht durch Umwandlung entstanden sein. Als Zeitpunkt der Neugründung gilt der Zeitpunkt, an dem erstmals Strom zu Produktions- oder Fahrbetriebszwecken abgenommen wird.

(3) Für Unternehmen, deren Strombezug im Sinne von Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a

1. mindestens 1 Gigawattstunde betragen hat, wird die EEG-Umlage hinsichtlich des an der betreffenden Abnahmestelle im Begrenzungszeitraum selbst verbrauchten Stroms
   a) für den Stromanteil bis einschließlich 1 Gigawattstunde nicht begrenzt,
   b) für den Stromanteil über 1 bis einschließlich 10 Gigawattstunden auf 10 Prozent der nach § 37 Absatz 2 ermittelten EEG-Umlage begrenzt,
   c) für den Stromanteil über 10 Gigawattstunden auf 1 Prozent der nach § 37 Absatz 2 ermittelten EEG-Umlage begrenzt und
   d) für den Stromanteil über 100 Gigawattstunden auf 0,05 Cent je Kilowattstunde begrenzt oder
2. mindestens 100 Gigawattstunden und deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung mehr als 20 Prozent betragen hat, wird die nach § 37 Absatz 2 ermittelte EEG-Umlage auf 0,05 Cent je Kilowattstunde begrenzt.

Die Nachweise sind in entsprechender Anwendung des Absatzes 2 zu führen.

(4) Eine Abnahmestelle ist die Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Unternehmens, die sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über eine oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind.

(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten für selbständige Teile des Unternehmens entsprechend. Ein selbständiger Unternehmensteil liegt nur vor, wenn es sich um einen eigenen Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Teilbetrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens handelt und der Unternehmensteil jederzeit als rechtlich selbständiges Unternehmen seine Geschäfte führen könnte. Für den selbständigen Unternehmensteil muss ein eigener geprüfter Jahresabschluss erstellt werden, der vergleichbar zu einem handelsrechtlichen Jahresabschluss ist.“

22. § 42 wird wie folgt gefasst:

„§ 42
Schienenbahnen

(1) Eine Begrenzung der EEG-Umlage für Schienenbahnen ist nur für die Strommenge möglich, die über 10 Prozent des im Begrenzungszeitraum an der betreffenden Abnahmestelle bezogenen oder selbst verbrauchten Stroms hinausgeht. Die begrenzte EEG-Umlage beträgt 0,05 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Bei Schienenbahnen erfolgt die Begrenzung der EEG-Umlage, sofern diese nachweisen, dass und inwieweit

1. die bezogene Strommenge unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht wird und mindestens 10 Gigawattstunden beträgt und
2. die EEG-Umlage anteilig an das Unternehmen weitergereicht wurde.

(3) Abnahmestelle im Sinne des Absatzes 1 ist die Summe der Verbrauchsstellen für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr des Unternehmens. § 41 Absatz 2 und 2a gilt entsprechend.“

23. § 43 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „(Ausschlussfrist)“ durch die Wörter „(materielle Ausschlussfrist)“ ersetzt.
   b) In Absatz 1 Satz 4 wird die Angabe „Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 3“ durch die Wörter „Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b und Absatz 3“ ersetzt.
   c) In Absatz 3 wird die Angabe „aus § 37“ durch die Wörter „auf Zahlung der EEG-Umlage“ ersetzt.
24. § 45 Satz 3 wird gestrichen.
25. § 46 wird wie folgt geändert:
   a) In Nummer 1 wird das Wort „Leistung“ durch die Wörter „installierte Leistung“ ersetzt.
   b) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

[2] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; auch zu beziehen über www.destatis.de.

„2. bei Biomasseanlagen nach den §§ 27 bis 27b die Art und Menge der Einsatzstoffe nach § 27 Absatz 1 und 2, den §§ 27a und 27b sowie Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 27 Absatz 4 Nummer 1 und Absatz 5 Nummer 2 und § 27a Absatz 3 oder zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 27 Absatz 4 Nummer 2 und § 27b Absatz 1 Nummer 3 in der für die Nachweisführung nach den §§ 27 und 27a vorgeschriebenen Weise zu übermitteln und“.

26. In § 47 Absatz 1 Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen nach § 16, die Prämien nach den §§ 33g und 33i, die von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern erhaltenen Meldungen nach § 33d Absatz 2 (jeweils gesondert für die verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b) und die von ihnen erhaltenen Angaben nach § 46 sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst zu übermitteln und“.

27. In § 48 wird Absatz 2 durch die folgenden Absätze 2 und 3 ersetzt:

„(2) Übertragungsnetzbetreiber sind ferner verpflichtet, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, bis zum 31. Juli eines Jahres die Endabrechnung für die EEG-Umlage des jeweiligen Vorjahres vorzulegen. § 47 Absatz 2 gilt entsprechend.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber sind weiterhin verpflichtet,

1. die Daten für die Berechnung der Marktprämie nach Maßgabe der Nummer 3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen,

2. die Daten für den Ausgleichsmechanismus nach Maßgabe des § 7 der Ausgleichsmechanismusverordnung zu veröffentlichen und der Bundesnetzagentur zu übermitteln.“

28. § 50 wird wie folgt gefasst:

„§ 50
Testierung

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen können verlangen, dass die Endabrechnungen nach § 47 Absatz 1 Nummer 2, den §§ 48 und 49 bei Vorlage durch eine Wirtschaftsprüferin, einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, eine vereidigte Buchprüferin, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden. Bei der Prüfung sind die höchstrichterliche Rechtsprechung sowie Entscheidungen der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2, die über den Einzelfall hinausgehende Bedeutung haben, und nach § 57 Absatz 4 zu berücksichtigen. Für die Prüfung nach Satz 1 gelten § 319 Absatz 2 bis 4, § 319b Absatz 1, § 320 Absatz 2 und § 323 des Handelsgesetzbuchs entsprechend.“

29. § 51 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 wird die Angabe „§ 48 Abs. 2 Nr. 2“ durch die Angabe „§ 48 Absatz 2“ ersetzt und werden nach der Angabe „§ 49“ die Wörter „und, soweit sie die EEG-Umlage nach Maßgabe des § 53 Absatz 1 abrechnen, der jeweils in Ansatz zu bringenden Strombezugskosten pro Kilowattstunde“ gestrichen.

b) Absatz 2 wird aufgehoben.

c) In Absatz 3 werden in Satz 1 die Wörter „den Absätzen 1 und 2“ durch die Angabe „Absatz 1“ ersetzt und werden in Satz 2 die Wörter „Berichterstattung nach § 65“ durch die Wörter „Berichterstattungen nach den §§ 65 und 65a“ ersetzt.

30. In § 52 wird nach Absatz 1 folgender Absatz 1a eingefügt:

„(1a) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die nach § 35 Absatz 1 vergüteten und nach § 37 Absatz 1 vermarkteten Strommengen nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung auf einer gemeinsamen Internetseite in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen.“

31. Die Überschrift von Teil 5 Abschnitt 2 wird wie folgt gefasst:

„Abschnitt 2
EEG-Umlage und Stromkennzeichnung“.

32. § 53 wird wie folgt gefasst:

„§ 53
Ausweisung der EEG-Umlage

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind berechtigt, die EEG-Umlage gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern auszuweisen, soweit für diesen Strom keine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 40 erfolgt ist.

(2) Bei der Anzeige der EEG-Umlage ist deutlich sichtbar und in gut lesbarer Schrift anzugeben, wie viele Kilowattstunden Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas für die Berechnung der EEG-Umlage zugrunde gelegt wurden. Die Berechnung der EEG-Umlage ist so zu begründen, dass sie ohne weitere Informationen nachvollziehbar ist.“

33. § 54 wird wie folgt gefasst:

‚§ 54
Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes den nach Absatz 2 berechneten Wert als Anteil in Prozent für „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ auszuweisen.

(2) Der nach Absatz 1 gegenüber ihren Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern auszuweisende Anteil berechnet sich in Prozent, indem die EEG-Umlage, die

das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich für die an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strommenge in einem Jahr gezahlt hat,

1. mit dem EEG-Quotienten nach Absatz 3 multipliziert wird,
2. danach durch die gesamte in diesem Jahr an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strommenge dividiert und
3. anschließend mit Hundert multipliziert wird.

Der nach Absatz 1 auszuweisende Anteil ist damit unmittelbarer Bestandteil der gelieferten Strommenge und kann nicht getrennt ausgewiesen oder weiter vermarktet werden.

(3) Der EEG-Quotient ist das Verhältnis der Summe der Strommenge, für die in dem vergangenen Kalenderjahr eine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen wurde, und der Strommenge, die in der Form des § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wurde, zu den gesamten durch die Übertragungsnetzbetreiber erhaltenen Einnahmen aus der EEG-Umlage für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im vergangenen Kalenderjahr gelieferten Strommengen an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen auf einer gemeinsamen Internetplattform in einheitlichem Format bis zum 30. September 2011 und in den folgenden Jahren bis zum 31. Juli den EEG-Quotienten in nicht personenbezogener Form für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr.

(4) Die Anteile der nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 und Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes anzugebenden Energieträger sind mit Ausnahme des Anteils für Strom aus „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ entsprechend anteilig für die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher um den nach Absatz 1 auszuweisenden Prozentsatz zu reduzieren.

(5) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern, deren Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage gemäß den §§ 40 bis 43 begrenzt ist, zusätzlich zu dem Gesamtenergieträgermix einen gesonderten nach Satz 2 und 3 zu berechnenden „Energieträgermix für nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz privilegierte Unternehmen“ auszuweisen. In diesem Energieträgermix sind die Anteile nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes auszuweisen. Der Anteil in Prozent für „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ berechnet sich abweichend von Absatz 2, indem die EEG-Umlage, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich in einem Jahr an die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher gelieferte Strommenge gezahlt hat,

1. mit dem EEG-Quotienten nach Absatz 3 multipliziert wird,
2. danach durch die gesamte an die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher gelieferte Strommenge dividiert und
3. anschließend mit Hundert multipliziert wird.

Die Anteile der anderen nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes anzugebenden Energieträger sind entsprechend anteilig für die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher um den nach Satz 2 berechneten Prozentsatz zu reduzieren.‘

34. § 55 wird wie folgt geändert:
   a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
      aa) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

      „Satz 1 gilt nur für Strom, der nach § 33b Nummer 2 oder Nummer 3 direkt vermarktet wird.“

      bb) Der bisherige Satz 2 wird wie folgt gefasst:

      „Die zuständige Behörde überträgt ferner auf Antrag und entwertet Herkunftsnachweise.“

      cc) In Satz 2 wird die Angabe „§ 64 Absatz 4“ durch die Angabe „§ 64d“ ersetzt.
   b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

   „(2) Die zuständige Behörde erkennt auf Antrag nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 64d Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland an. Das gilt nur für Herkunftsnachweise, die mindestens die Vorgaben des Artikels 15 Absatz 6 und 9 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) erfüllen. Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 33b Nummer 3 direkt vermarktet wird.“

   c) Folgender Absatz 5 wird angefügt:

   „(5) Herkunftsnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinne des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes.“

35. § 56 wird wie folgt gefasst:

„§ 56
Doppelvermarktungsverbot

(1) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas sowie Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen werden oder entgegen § 34 an eine dritte Person veräußert werden. Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere nicht in mehreren Formen nach § 33b oder mehrfach in derselben Form nach § 33b veräußert werden. Die Vermarktung als Regelenergie gilt im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom.

(2) Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber, die eine Vergütung nach § 16 für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas in Anspruch nehmen oder diesen Strom in den Formen nach § 33b Nummer 1 direkt vermarkten, dürfen Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms

belegen, für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber einen Herkunftsnachweis oder sonstigen Nachweis, der die Herkunft des Stroms belegt, für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom weder eine Vergütung nach § 16 noch eine Marktprämie nach § 33g in Anspruch genommen werden.

(3) Solange im Rahmen einer gemeinsamen Projektumsetzung nach dem Projekt-Mechanismen-Gesetz für die Emissionsminderungen der Anlage Emissionsreduktionseinheiten erzeugt werden können, darf für den Strom aus der betreffenden Anlage weder eine Vergütung nach § 16 noch eine Prämie nach § 33g oder § 33i in Anspruch genommen werden.

(4) Unbeschadet des § 62 Absatz 1 Nummer 1 gilt bei Verstößen gegen die Absätze 1 bis 3 Folgendes:

1. Der Anspruch auf die Vergütung nach § 16 verringert sich im Fall einer Abnahme des Stroms durch die Netzbetreiber auf den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert nach Nummer 2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz; in sonstigen Fällen entfällt der Anspruch,
2. der Anspruch auf die Marktprämie nach § 33g entfällt,
3. der Strom darf nicht für die Berechnung der Strommengen nach § 39 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a und b angerechnet werden,

jeweils für den Zeitraum der Dauer des Verstoßes zuzüglich der darauf folgenden sechs Kalendermonate.“

36. § 57 wird wie folgt gefasst:

„§ 57
Clearingstelle

(1) Zu diesem Gesetz wird eine Clearingstelle durch eine juristische Person des Privatrechts betrieben, die von dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hierzu beauftragt worden ist.

(2) Aufgabe der Clearingstelle ist die Klärung von Fragen und Streitigkeiten zur Anwendung der §§ 3 bis 33i, 45, 46, 56 und 66 sowie der hierzu auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen (Anwendungsfragen) nach Maßgabe der Absätze 3 und 4. Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben müssen die Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten sowie Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 61 beachtet werden. Ferner sollen die Empfehlungen der Kommission 98/257/EG vom 30. März 1998 betreffend die Grundsätze für Einrichtungen, die für die außergerichtliche Beilegung von Verbraucherrechtsstreitigkeiten zuständig sind (ABl. L 115 vom 17.4.1998, S. 31), und vom 4. April 2001 über die Grundsätze für an der einvernehmlichen Beilegung von Verbraucherrechtsstreitigkeiten beteiligte außergerichtliche Einrichtungen (ABl. L 109 vom 19.4.2001, S. 56) berücksichtigt werden. Soweit die Clearingstelle Anwendungsfragen geklärt hat und diese Klärung nicht im Widerspruch zu Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 61 steht, richten sich die Rechtsfolgen nach § 4 Absatz 2, § 38 Nummer 3 und 4 sowie § 50 Satz 2; im Übrigen richten sich die Rechtsfolgen der Entscheidungen der Clearingstelle nach den vertraglichen Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern sowie Netzbetreibern.

(3) Zur Klärung von Anwendungsfragen zwischen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern sowie Netzbetreibern (Parteien) kann die Clearingstelle

1. Verfahren zur Klärung der Anwendungsfragen zwischen den Parteien auf ihren gemeinsamen Antrag durchführen,
2. Stellungnahmen für die Parteien zu Anwendungsfragen auf ihren gemeinsamen Antrag abgeben oder
3. Stellungnahmen für ordentliche Gerichte, bei denen diese Anwendungsfragen rechtshängig sind, auf deren Ersuchen ergeben.

In den Fällen des Satzes 1 Nummer 1 und 2 findet § 204 Absatz 1 Nummer 11 des Bürgerlichen Gesetzbuchs entsprechende Anwendung. Verfahren nach Satz 2 Nummer 1 können darüber hinaus im Einvernehmen der Parteien auch als schiedsrichterliches Verfahren im Sinne des Zehnten Buches der Zivilprozessordnung durchgeführt werden. Das Recht der Parteien, die ordentlichen Gerichte anzurufen, bleibt unberührt.

(4) Zur Klärung von Anwendungsfragen über den Einzelfall hinaus kann die Clearingstelle Verfahren durchführen, sofern dies mindestens eine Anlagenbetreiber oder ein Anlagenbetreiber, ein Netzbetreiber oder ein betroffener Verband beantragt und ein öffentliches Interesse an der Klärung dieser Anwendungsfragen besteht. Betroffene Verbände sind zu beteiligen.

(5) Die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 erfolgt nach Maßgabe der Verfahrensordnung, die sich die Clearingstelle selbst gibt; Erlass und Änderungen der Verfahrensordnung bedürfen der vorherigen Zustimmung durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Die Wahrnehmung der Aufgaben steht jeweils unter dem Vorbehalt der vorherigen Zustimmung der Parteien oder sonstigen Verfahrensbeteiligten zu der Verfahrensordnung. Sie ist keine Rechtsdienstleistung im Sinne des § 2 Absatz 1 des Rechtsdienstleistungsgesetzes. Eine Haftung der Betreiberin der Clearingstelle für Vermögensschäden, die aus der Wahrnehmung der Aufgaben entstehen, wird ausgeschlossen; dies gilt nicht für den Vorsatz.

(6) Die Clearingstelle muss jährlich einen Tätigkeitsbericht über die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 auf ihrer Internetseite in nicht personenbezogener Form veröffentlichen. Berichtspflichten auf Grund anderer Bestimmungen bleiben hiervon unberührt.

(7) Die Clearingstelle kann nach Maßgabe ihrer Verfahrensordnung zur Deckung des Aufwands für Handlungen nach Absatz 3 von den Parteien Entgelte erheben. Verfahren nach Absatz 4 sind unentgeltlich durchzuführen. Für sonstige Handlungen, die im Zusammenhang mit den Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 stehen, kann die Clearingstelle zur Deckung des Aufwands Entgelte erheben.“

37. In § 60 werden nach dem Wort „machen“ die Wörter „oder den Strom in der Form nach § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarkten“ eingefügt.

38. § 61 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Die Bundesnetzagentur hat vorbehaltlich weiterer Aufgaben, die ihr in Rechtsverordnungen auf Grund dieses Gesetzes übertragen werden, die Aufgabe, zu überwachen, dass

1. Netzbetreiber nur Anlagen nach § 11 regeln, zu deren Regelung sie berechtigt sind,

2. die Übertragungsnetzbetreiber den nach den §§ 16 und 35 vergüteten Strom entsprechend der Vorschriften des § 37 Absatz 1 in Verbindung mit der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarkten, die EEG-Umlage ordnungsgemäß ermitteln, festlegen, veröffentlichen und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen berechnen und dass insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern nur die Vergütungen nach den §§ 16 bis 33 sowie die Prämien nach den §§ 33g und 33h berechnet werden und hierbei die Saldierungen nach § 35 Absatz 3 berücksichtigt worden sind sowie sich die EEG-Umlage nur für Elektrizitätsversorgungsunternehmen verringert, die die Voraussetzungen nach § 39 erfüllen,

3. die Daten nach § 51 übermittelt sowie nach § 52 veröffentlicht werden,

4. Dritten die EEG-Umlage nur nach Maßgabe des § 53 angezeigt wird und die Kennzeichnung des nach diesem Gesetz geförderten Stroms nur nach Maßgabe des § 54 erfolgt.“

b) Nach Absatz 1 werden die folgenden Absätze 1a und 1b eingefügt:

„(1a) Für die Wahrnehmung der Aufgaben nach Absatz 1 Nummer 2 können bei begründetem Verdacht auch bei Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern Kontrollen durchgeführt werden. Das Recht von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern oder Netzbetreibern, die ordentlichen Gerichte anzurufen oder ein Verfahren vor der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 einzuleiten, bleibt unberührt.

(1b) Die Bundesnetzagentur kann unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zu den technischen Einrichtungen nach § 6 Absatz 1 und 2, insbesondere zu den Datenformaten,

2. im Anwendungsbereich des § 11 dazu,

a) in welcher Reihenfolge die verschiedenen von einer Maßnahme nach § 11 betroffenen Anlagen und KWK-Anlagen geregelt werden,

b) nach welchen Kriterien der Netzbetreiber über diese Reihenfolge entscheiden muss,

c) welche Stromerzeugungsanlagen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 auch bei Anwendung des Einspeisemanagements am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten,

3. zur Übermittlung der Daten nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 oder § 33i Absatz 1 Nummer 3, zur Abwicklung von Wechseln nach § 33d Absatz 2 und 3, jeweils insbesondere zu Verfahren, Fristen und Datenformaten,

4. zur Berücksichtigung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, der nach § 33 Absatz 2 selbst verbraucht wird, bei den Veröffentlichungspflichten nach § 48 und bei der Berechnung des tatsächlichen Monatsmittelwerts des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach Nummer 2.4.2.4 der Anlage 4 zu diesem Gesetz, jeweils insbesondere zu Berechnung oder Abschätzung der Strommengen.“

c) In Absatz 2 wird die Angabe „Absatz 1“ durch die Wörter „Absätzen 1 bis 1b“ ersetzt.

39. § 62 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt gefasst:

„3. einer Rechtsverordnung

a) nach § 64b Nummer 3,

b) nach § 64d Nummer 1,

c) nach § 64d Nummer 3 oder Nummer 4,

d) nach § 64e Nummer 2, 3 oder 4

oder einer vollziehbaren Anordnung auf Grund einer solchen Rechtsverordnung zuwiderhandelt, soweit die Rechtsverordnung für einen bestimmten Tatbestand auf diese Bußgeldvorschrift verweist.“

b) In Absatz 2 wird das Wort „hunderttausend“ durch das Wort „zweihunderttausend“ ersetzt.

c) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 3 wird am Ende der Punkt durch ein Komma ersetzt.

bb) Folgende neue Nummer 4 wird angefügt:

„4. in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe d die Behörde nach § 64e Nummer 2.“

40. § 63a Absatz 2 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 2 wird die Angabe „§ 64 Absatz 2“ durch die Angabe „§ 64b“ ersetzt.

b) In Nummer 3 wird die Angabe „§ 64 Absatz 4“ durch die Angabe „§ 64d“ ersetzt.

41. Die §§ 64 bis 66 werden durch folgende §§ 64 bis 66 ersetzt:

„§ 64

Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen

Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die An-

forderungen nach § 6 Absatz 5 und § 66 Absatz 1 Nummer 8 an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befeuerung (Systemdienstleistungen) zu regeln. Die Rechtsverordnung nach Satz 1 soll insbesondere folgende Anforderungen enthalten, soweit deren Umsetzung wirtschaftlich zumutbar ist:

1. für Anlagen nach § 29 und § 30 Anforderungen
   a) an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,
   b) an die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung,
   c) an die Frequenzhaltung,
   d) an das Nachweisverfahren,
   e) an den Versorgungswiederaufbau und
   f) bei der Erweiterung bestehender Windparks,
2. für Anlagen nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 Anforderungen
   a) an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,
   b) an die Frequenzhaltung,
   c) an das Nachweisverfahren,
   d) an den Versorgungswiederaufbau und
   e) bei der Nachrüstung von Altanlagen in bestehenden Windparks.

§ 64a
Verordnungsermächtigung zur Stromerzeugung aus Biomasse

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich der §§ 27 bis 27b zu regeln,

1. welche Stoffe als Biomasse gelten,
2. für welche Stoffe eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann, welche energetischen Referenzwerte für die Berechnung dieser Vergütung anzuwenden und in welcher Art nachzuweisen sind und wie die einsatzstoffbezogene Vergütung zu berechnen ist,
3. welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen und
4. welche Umwelt- und Naturschutzanforderungen dabei einzuhalten sind.

(2) Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 27c Absatz 1 Nummer 2 Anforderungen an ein Massenbilanzsystem zur Rückverfolgung von aus einem Erdgasnetz entnommenem Gas zu regeln.

§ 64b
Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. zu regeln, dass der Anspruch auf die Vergütung für Strom aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse nur besteht, wenn die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse folgende Anforderungen erfüllt:
   a) bestimmte ökologische und sonstige Anforderungen an einen nachhaltigen Anbau und an die durch den Anbau in Anspruch genommenen Flächen, insbesondere zum Schutz natürlicher Lebensräume, von Grünland mit großer biologischer Vielfalt im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG und von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand,
   b) bestimmte ökologische und soziale Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung,
   c) ein bestimmtes Treibhausgas-Minderungspotenzial, das bei der Stromerzeugung mindestens erreicht werden muss,
2. die Anforderungen nach Nummer 1 einschließlich der Vorgaben zur Ermittlung des Treibhausgas-Minderungspotenzials nach Nummer 1 Buchstabe c zu regeln,
3. festzulegen, wie Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber die Einhaltung der Anforderungen nach den Nummern 1 und 2 nachweisen müssen; dies schließt Regelungen ein
   a) zum Inhalt, der Form und der Gültigkeitsdauer dieser Nachweise einschließlich Regelungen zur Anerkennung von Nachweisen, die nach dem Recht der Europäischen Union oder eines anderen Staates als Nachweis über die Erfüllung von Anforderungen nach Nummer 1 anerkannt wurden,
   b) zur Einbeziehung von Systemen und unabhängigen Kontrollstellen in die Nachweisführung und
   c) zu den Anforderungen an die Anerkennung von Systemen und unabhängigen Kontrollstellen sowie zu den Maßnahmen zu ihrer Überwachung einschließlich erforderlicher Auskunfts-, Einsichts-, Probenentnahme- und Weisungsrechte sowie des Rechts der zuständigen Behörde oder unabhängiger Kontrollstellen, während der Geschäfts- oder Betriebszeit Grundstücke, Geschäfts-, Betriebs- und Lagerräume sowie Transportmittel zu betreten, soweit dies für die Überwachung oder Kontrolle erforderlich ist,
4. die Bundesanstalt mit Aufgaben zu betrauen, die die Einhaltung der in der Rechtsverordnung nach den Nummern 1 bis 3 geregelten Anforderungen sicherstellen, insbesondere mit der näheren Bestimmung der in der Rechtsverordnung auf Grund der Nummern 1 und 2 geregelten Anforderungen sowie mit der Wahrnehmung von Aufgaben nach Nummer 3; im Fall einer solchen Betrauung verbleibt die Fachaufsicht über die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung abweichend von § 63 bei dem Bun-

desministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

§ 64c
Verordnungsermächtigung
zum Ausgleichsmechanismus

Die Bundesregierung wird ermächtigt, zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. dass Vorgaben zur Vermarktung des nach diesem Gesetz geförderten Stroms gemacht werden können, einschließlich
   a) der Möglichkeit, die Vergütungszahlungen und Transaktionskosten durch finanzielle Anreize abzugelten oder Übertragungsnetzbetreiber an den Gewinnen und Verlusten bei der Vermarktung zu beteiligen,
   b) der Überwachung der Vermarktung,
   c) Anforderungen an die Vermarktung, Kontoführung und Ermittlung der EEG-Umlage einschließlich von Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten, Fristen und Übergangsregelungen für den finanziellen Ausgleich,
2. dass die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt werden können, mit Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen zu treffen, die unter angemessener Berücksichtigung des Einspeisevorrangs der Optimierung der Vermarktung des Stroms dienen; dies schließt die Berücksichtigung der durch solche Vereinbarungen entstehenden Kosten im Rahmen des Ausgleichsmechanismus ein, sofern sie volkswirtschaftlich angemessen sind,
3. dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden können, insbesondere für die Verrechnung der Verkaufserlöse, der notwendigen Transaktionskosten und der Vergütungszahlungen ein gemeinsames transparentes EEG-Konto zu führen,
4. dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden können, gemeinsam auf Grundlage der prognostizierten Strommengen aus erneuerbaren Energien und Grubengas die voraussichtlichen Kosten und Erlöse einschließlich einer Liquiditätsreserve für das folgende Kalenderjahr und unter Verrechnung des Saldos des EEG-Kontos für das folgende Kalenderjahr eine bundesweit einheitliche EEG-Umlage zu ermitteln und in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen,
5. dass die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber ganz oder teilweise auf Dritte übertragen werden können; dies schließt Regelungen für das hierfür durchzuführende Verfahren einschließlich der Ausschreibung der von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs erbrachten Dienstleistungen oder der EEG-Strommengen sowie die Möglichkeit ein, die Aufgabenwahrnehmung durch Dritte abweichend von jener durch die Übertragungsnetzbetreiber zu regeln,
6. die erforderlichen Anpassungen an die Regelungen der Direktvermarktung sowie die erforderlichen Anpassungen der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen, der Regelung zur nachträglichen Korrekturmöglichkeit, der Befugnisse der Bundesnetzagentur, der Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten sowie der EEG-Umlage an den weiterentwickelten Ausgleichsmechanismus.

§ 64d
Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. die Anforderungen zu regeln an
   a) die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 55 Absatz 1,
   b) die Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen, die vor der Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters ausgestellt worden sind, sowie
   c) die Anerkennung von Herkunftsnachweisen nach § 55 Absatz 2;

   hierbei kann auch geregelt werden, dass abweichend von § 55 Absatz 1 Satz 2 Herkunftsnachweise auch für Strom ausgestellt werden dürfen, der nach § 16 vergütet oder in der Form nach § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wird, oder Herkunftsnachweise nicht für Strom ausgestellt werden dürfen, der in der Form nach § 33b Nummer 2 direkt vermarktet wird,
2. den Inhalt, die Form und die Gültigkeitsdauer der Herkunftsnachweise festzulegen,
3. das Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen zu regeln sowie festzulegen, wie Antragsteller dabei die Einhaltung der Anforderungen nach Nummer 1 nachweisen müssen,
4. die Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters nach § 55 Absatz 3 zu regeln sowie festzulegen, welche Angaben an das Herkunftsnachweisregister übermittelt werden müssen und wer zur Übermittlung verpflichtet ist; dies schließt Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten ein,
5. abweichend von § 55 Absatz 5 zu regeln, dass Herkunftsnachweise Finanzinstrumente im Sinne des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes sind,
6. abweichend von § 54 im Rahmen der Stromkennzeichnung die Ausweisung von Strom zu regeln, für den eine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen oder der in der Form des § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wird; hierbei kann insbesondere abweichend von § 55 Absatz 1 auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für diesen Strom an die Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden,

7. abweichend von § 55 Absatz 4 eine juristische Person des öffentlichen Rechts mit den Aufgaben nach § 55 Absatz 1 bis 3, insbesondere mit der Einrichtung und dem Betrieb des Herkunftsnachweisregisters sowie mit der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung oder Entwertung von Herkunftsnachweisen einschließlich der Vollstreckung der hierzu ergehenden Verwaltungsakte zu betrauen oder in entsprechendem Umfang eine juristische Person des Privatrechts zu beleihen und hierzu die Einzelheiten, einschließlich der Rechts- und Fachaufsicht durch das Umweltbundesamt, zu regeln.

§ 64e
Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. die Einrichtung und den Betrieb eines öffentlichen Verzeichnisses, bei dem Anlagen zu registrieren sind (Anlagenregister);
2. die Verpflichtung von einer oder mehreren juristischen Personen des Privatrechts zum Betrieb dieses Anlagenregisters einschließlich der Überwachung durch die zuständige Bundesoberbehörde und der Vorgaben hierzu sowie der Regelung der zuständigen Bundesoberbehörde;
3. die Ausgestaltung dieses Anlagenregisters; hierbei kann auch festgelegt werden,
   a) welche Angaben an das Anlagenregister übermittelt werden müssen, einschließlich der Fristen sowie der Anforderungen an die Art, die Formate, den Umfang und die Aufbereitung der zu liefernden Daten,
   b) wer zur Übermittlung verpflichtet ist,
   c) dass die Registrierung bei einem Dritten erfolgen muss, der zur Übermittlung an den Betreiber des Anlagenregisters verpflichtet ist,
   d) dass die Angaben mit den Daten des Herkunftsnachweisregisters nach § 55 Absatz 3 oder mit anderen Registern abgeglichen werden, die auf Grund dieses Gesetzes oder einer hierauf erlassenen Rechtsverordnung eingerichtet werden,
   e) dass im Fall eines Betriebs des Anlagenregisters durch juristische Personen des Privatrechts
      aa) die Daten an die Bundesnetzagentur und nach Maßgabe des § 51 Absatz 3 Satz 2 an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie übermittelt werden müssen, soweit dies für die Erfüllung ihrer Aufgaben nach diesem Gesetz erforderlich ist,
      bb) Entgelte erhoben werden können, einschließlich Festlegung, Ausgestaltung und Bemessungsgrundlage der Entgelte;
4. die Pflicht der Netzbetreiber, die jeweilige Ist-Einspeisung von Anlagen, die im Anlagenregister registriert sind und die mit technischen Einrichtungen im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 2 ausgestattet sind, abzurufen und diese Daten an das Anlagenregister zu übermitteln, einschließlich der Fristen sowie der Anforderungen an die Art, die Formate, den Umfang und die Aufbereitung der zu liefernden Daten;
5. Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten im Zusammenhang mit den nach den Nummern 3 und 4 zu übermittelnden Daten;
6. das Verhältnis zu den Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten nach den §§ 45 bis 51; hierbei kann insbesondere geregelt werden,
   a) in welchem Umfang Daten, die in dem Anlagenregister erfasst und veröffentlicht werden, ab dem Zeitpunkt der Veröffentlichung der Daten nicht mehr nach den §§ 45 bis 52 übermittelt und veröffentlicht werden müssen,
   b) in welchem Umfang § 51 Absatz 2 auch für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gilt, die Strom in den Formen nach § 33b Nummer 1 oder Nummer 3 direkt vermarkten, oder unter welchen Voraussetzungen § 51 Absatz 2 nicht für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gilt, die Strom in der Form nach § 33b Nummer 2 direkt vermarkten.

§ 64f
Weitere Verordnungsermächtigungen

Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. das Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 12 Absatz 1, insbesondere ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der jeweils entgangenen Einnahmen und ersparten Aufwendungen, sowie ein Nachweisverfahren für die Abrechnung im Einzelfall;
2. eine Erhöhung oder Verringerung der Vergütung nach § 16 für Strom, der zu bestimmten festzulegenden Zeiten eingespeist wird; dies gilt nicht für Strom aus Wasserkraft, Windenergie und solarer Strahlungsenergie; bei der Bestimmung der maßgeblichen Zeiten kann insbesondere an Tageszeiten oder an Zeiten bestimmter Börsenpreise angeknüpft werden;
3. für die Berechnung der Marktprämie nach § 33g die Höhe der Managementprämie („P_M“) abweichend von den Nummern 2.1.2, 2.2.3, 2.3.4 oder 2.4.3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz für Strom, der nach dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung direkt vermarktet wird, auch aus Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung erstmals die Marktprämie in Anspruch genommen haben; hierbei können verschiedene Werte für verschiedene Energieträger oder für Vermarktungen auf verschiedenen Märkten oder auch negative Werte festgesetzt wer-

den, und es kann festgesetzt werden, dass die Daten bei der Veröffentlichung nach § 48 Absatz 3 Nummer 1 in Verbindung mit Nummer 3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz zu berücksichtigen sind;

4. für die Flexibilitätsprämie nach § 33i:

   a) die Höhe und die Berechnung der zusätzlich bereitgestellten installierten Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom aus Biogas („P_{Zusatz}“) einschließlich des Korrekturfaktors („f_{Kor}“) abweichend von Nummer 2.2 der Anlage 5 zu diesem Gesetz,

   b) die Höhe der Kapazitätskomponente („*KK*“) abweichend von Nummer 2.3 der Anlage 5 zu diesem Gesetz; hierbei können auch verschiedene Werte für verschiedene Formen von Biomasse festgesetzt werden,

   c) die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber,

      aa) die ihren Strom abweichend von § 33i Absatz 1 Nummer 1 in anderen Formen des § 33b direkt vermarkten oder die die Vergütung nach § 16 in Anspruch nehmen,

      bb) die Strom aus anderen Formen von Biomasse als Biogas erzeugen oder

      cc) deren Anlagen vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden,

      jeweils einschließlich Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten, die von den Bestimmungen des § 33i oder der Anlage 5 zu diesem Gesetz abweichen können;

5. im Anwendungsbereich des § 39

   a) abweichend von § 39 Absatz 1 die Voraussetzungen für die Verringerung der EEG-Umlage, insbesondere abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 1 die Anteile, zu denen der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strom mindestens Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 sein muss, damit die Verringerung der EEG-Umlage in Anspruch genommen werden kann; hierbei können verschiedene Anteile für die einzelnen erneuerbaren Energien und Grubengas festgesetzt werden,

   b) den Nachweis der Voraussetzungen nach § 39 Absatz 1 Nummer 1;

6. zur weiteren Verbesserung der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien insbesondere:

   a) finanzielle Anreize für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzbetreiber oder Dritte, denen die Vermarktung der Strommengen auf Grund der Rechtsverordnung nach § 11 Nummer 4 der Ausgleichsmechanismusverordnung übertragen worden ist, für eine verbesserte Markt-, System- oder Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas, insbesondere für eine bedarfsgerechte Einspeisung von Strom, der nach § 16 vergütet oder nach § 33a direkt vermarktet wird,

   b) die Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten der finanziellen Anreize nach Buchstabe a; hierbei kann auch geregelt werden,

      aa) unter welchen Voraussetzungen für diesen Strom die Vergütung nach § 16 oder die Marktprämie nach § 33g ganz oder teilweise in Anspruch genommen werden kann,

      bb) unter welchen Voraussetzungen der Strom direkt vermarktet werden kann,

      cc) wie der Strom zu kennzeichnen ist, insbesondere inwieweit hierbei Herkunftsnachweise verwendet werden können,

      dd) dass von den Voraussetzungen für die Direktvermarktung nach Teil 3a abgewichen werden kann;

7. ergänzend zu Anlage 3 Vorschriften zur Ermittlung und Anwendung des Referenzertrages.

§ 64g
Gemeinsame Vorschriften
für die Verordnungsermächtigungen

(1) Die Rechtsverordnungen auf Grund von den §§ 64a, 64b, 64c, 64d und 64f bedürfen der Zustimmung des Bundestages. Abweichend von Satz 1 bedürfen Änderungen der auf Grund von § 64b erlassenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nicht der Zustimmung des Bundestages, wenn die Änderungen der Umsetzung von verbindlichen Beschlüssen der Europäischen Kommission nach Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 18 Absatz 3 Unterabsatz 3 und Absatz 4 Unterabsatz 1 bis 4 sowie Artikel 19 Absatz 7 und 8 der Richtlinie 2009/28/EG dienen.

(2) Wenn Rechtsverordnungen nach Absatz 1 der Zustimmung des Bundestages bedürfen, kann diese Zustimmung davon abhängig gemacht werden, dass dessen Änderungswünsche übernommen werden. Übernimmt der Verordnungsgeber die Änderungen, ist eine erneute Beschlussfassung durch den Bundestag nicht erforderlich. Hat sich der Bundestag nach Ablauf von sechs Sitzungswochen seit Eingang der Rechtsverordnung nicht mit ihr befasst, gilt im Falle der §§ 64a, 64b, 64c, 64f Nummer 1, 2, 3 und 7 seine Zustimmung zu der unveränderten Rechtsverordnung als erteilt.

(3) Die Ermächtigungen zum Erlass von Rechtsverordnungen auf Grund von den §§ 64c, 64d, 64e und 64f Nummer 6 können, im Fall von den §§ 64d und 64e unter Sicherstellung der Einvernehmensregelung, durch Rechtsverordnung auf eine Bundesoberbehörde übertra-

gen werden. Absatz 1 Satz 1 findet auf die Übertragung entsprechende Anwendung.

§ 65
Erfahrungsbericht

Die Bundesregierung evaluiert dieses Gesetz und legt dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2014 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vor.

§ 65a
Monitoringbericht

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit berichtet der Bundesregierung bis zum 31. Dezember 2012 und dann jährlich über den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 und die sich daraus ergebenden Herausforderungen. Auf Grundlage des Berichts nach Satz 1 und auf Grundlage des Berichts des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 63 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes berichtet die Bundesregierung dem Bundestag und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor.

§ 66
Übergangsbestimmungen

(1) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, sind unbeschadet des § 23 Absatz 2 bis 4 die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

1. Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 1 müssen ab dem 1. Juli 2012 von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt eingehalten werden; § 6 Absatz 3 ist anzuwenden.
2. Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 müssen ab dem 1. Januar 2014 von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt eingehalten werden, die nach dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden sind; § 6 Absatz 3 ist anzuwenden.
3. Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 müssen von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas ab dem 1. Januar 2014 eingehalten werden; dies gilt nicht für Anlagen, die die Voraussetzungen nach Nummer I.4 der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung erfüllen.
4. Bei Verstößen gegen die Nummern 1 bis 3 ist § 17 Absatz 1 entsprechend anzuwenden.
5. Die §§ 11 und 12 sind entsprechend auf Anlagen anzuwenden, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden,
   a) wenn für diese Anlagen eine Verpflichtung zur Ausrüstung mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung nach § 6 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in seiner am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung bestand oder
   b) sobald sie nach den Nummern 1 und 2 verpflichtet sind, die Anforderungen des § 6 Absatz 1 oder Absatz 2 Nummer 1 einzuhalten.

   § 11 Absatz 1 gilt nicht, soweit die Regelung einer Wasserkraftanlage wasserrechtlichen oder anderen rechtlichen Vorgaben widersprechen würde.
6. § 16 Absatz 2 Satz 2 bis 4 ist ergänzend zu § 16 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anzuwenden.
7. Für Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse ist anstelle der Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 1 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ab dem 1. Mai 2012 die Nummer 1 Buchstabe a der Anlage 1 zu diesem Gesetz anzuwenden.
8. Die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), sobald sie infolge einer Nachrüstung nach dem 1. Januar 2012 und vor dem 1. Januar 2016 die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erstmals einhalten.
9. Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden und die die Voraussetzungen des § 33 Absatz 2 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in der jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltenden Fassung erfüllen, besteht ein Anspruch auf Vergütung des verbrauchten Stroms nur, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen, dies nachweisen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.
10. Die §§ 33a bis 33g sind mit der Maßgabe anzuwenden, dass bei der Berechnung der Marktprämie nach § 33g der anzulegende Wert nach § 33h die Höhe der Vergütung in Cent pro Kilowattstunde ist, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte.
11. § 32 Absatz 3 findet auch Anwendung auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind.

(2) Für Strom aus Biomasseanlagen, die

1. vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind und Altholz zur Stromerzeugung einsetzen oder
2. Pflanzenölmethylester zur Stromerzeugung einsetzen und vor dem 27. Juni 2004 in Betrieb genommen wurden oder, sofern es sich um nach den Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigungsbedürftige Anlagen handelt, deren Genehmigung nach § 4 in Verbindung mit § 6 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zur Errichtung und zum Betrieb vor dem 27. Juni 2004 erteilt wurde,

gilt die Biomasseverordnung in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

(3) Für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, ist Nummer I.1 Buchstabe c der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ab dem 1. Januar 2012 nicht mehr anzuwenden.

(4) Für Strom aus Biomasseanlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, findet § 27 Absatz 5 Nummer 1 keine Anwendung, soweit das Biogas aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas stammt, die bereits vor dem 1. Januar 2012 Biogas erzeugt haben.

(5) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft mit einer installierten Leistung von mehr als 500 Kilowatt und höchstens 5 Megawatt, bei denen die Wasserkraftnutzung vor dem 1. Januar 2012 wasserrechtlich zugelassen wurde und die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen werden, erhält die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber abweichend von § 23 Absatz 1 und 2 die Vergütung nach § 23 Absatz 1 bis 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, wenn sie oder er dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung für Strom aus dieser Anlage gezahlt hat.

(6) Für Strom aus Anlagen, die

1. Strom aus fester Biomasse erzeugen,
2. nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind,
3. vor dem 1. Januar 2012 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt wurden und
4. vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen werden,

erhält die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber abweichend von § 27 die Vergütung nach § 27 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, wenn sie oder er dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung für Strom aus dieser Anlage gezahlt hat.

(7) Netzbetreiber dürfen im Rahmen des § 11 Anlagen nach § 6 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 erst regeln, sobald eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 1 ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen festgelegt hat.

(8) Auf Strom, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. Januar 2013 an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, findet § 39 mit der Maßgabe Anwendung, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 2 bis zum 29. Februar 2012 mitgeteilt haben müssen.

(9) Bis zu dem Tag, an dem das Umweltbundesamt oder die auf Grund einer Rechtsverordnung gemäß § 64d Nummer 7 betraute oder beliehene juristische Person ein Herkunftsnachweisregister nach § 55 Absatz 3 in Betrieb genommen hat, erfolgen die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der bis zum 30. April 2011 geltenden Fassung. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit macht den Tag der Inbetriebnahme nach Satz 1 im elektronischen Bundesanzeiger bekannt.

(10) § 27c Absatz 1 Nummer 2 ist nicht anzuwenden bei Strom, der vor dem 1. Januar 2013 erzeugt worden ist.

(11) Der Vergütungsanspruch für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Konversionsflächen im Sinne des § 32 Absatz 2 Nummer 2 besteht auch auf den in § 32 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe a und b genannten Flächen, wenn die sonstigen Voraussetzungen des § 32 Absatz 2 erfüllt, die Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen und der Beschluss über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans vor dem … [einsetzen: Datum der Beschlussfassung des Deutschen Bundestages über dieses Gesetz] gefasst worden ist.

(12) § 57 gilt auch für Anwendungsfragen zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

(13) § 41 findet für die Antragstellung im Jahr 2012 mit folgenden Maßgaben Anwendung:

1. Unternehmen, die für bestimmte Abnahmestellen im Jahr 2012 erstmals Anträge stellen, weil sie auf Grund der Regelung in § 37 Absatz 3 Nummer 2 erstmals zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind, werden von den Anforderungen des § 41 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c befreit.
2. Statt § 41 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit Absatz 1a gilt § 41 Absatz 1 Nummer 4 in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

(14) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen wurden, findet anstelle von § 23 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 4 § 23 Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung Anwendung, wenn die Modernisierung der Anlage vor dem 1. Januar 2014 abgeschlossen ist und die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies verlangt, bevor der Netzbetreiber erstmals die Vergütung

nach § 23 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 gezahlt hat.“

42. Die Anlagen 1 bis 4 werden durch die folgenden Anlagen 1 und 2 ersetzt:

„Anlage 1
Gasaufbereitungs-Bonus

1. Anspruchsvoraussetzungen

Der Anspruch auf den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2 besteht für Strom, der in Anlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, soweit das Gas nach § 27c Absatz 1 eingespeist und vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde und nachgewiesen wird, dass folgende Voraussetzungen eingehalten wurden:

a) Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens 0,2 Prozent,

b) ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas,

c) Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Deponie-, Klär- oder Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und

d) eine Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage von höchstens 1 400 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde.

2. Bonushöhe

Der Gasaufbereitungs-Bonus beträgt bis zu einer maximalen Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage von

a) 700 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde 2,0 Cent pro Kilowattstunde und

b) 1 400 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde 1,0 Cent pro Kilowattstunde.

Für Gasaufbereitungsanlagen gilt § 19 Absatz 1 entsprechend.

Anlage 2
Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

1. Voraussetzungen der Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Strom wird in Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne der § 27 Absatz 4 Nummer 1 und Absatz 5 Nummer 2 erzeugt, soweit

a) es sich um Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung handelt und

b) eine Wärmenutzung im Sinne der Nummer 3 (Positivliste) vorliegt oder

c) die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.

2. Erforderliche Nachweise

2.1 Die Voraussetzung nach Nummer 1 Buchstabe a ist dem Netzbetreiber nach den anerkannten Regeln der Technik nachzuweisen; die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Anforderungen des von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e. V. herausgegebenen Arbeitsblatts FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms in der jeweils geltenden Fassung nachgewiesen werden. Der Nachweis muss durch Vorlage eines Gutachtens einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen. Anstelle des Nachweises nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen.

2.2 Der Nachweis über die Voraussetzungen nach Nummer 1 Buchstabe b und c ist durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung zu erbringen.

3. Positivliste

Als Wärmenutzungen im Sinne der Nummer 1 Buchstabe b gelten:

a) die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne von § 1 Absatz 1 Nummer 1 der Energieeinsparverordnung bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr, auch wenn der Wärmeeinsatz insgesamt 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr übersteigt,

b) die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern; bei der Wärmeeinspeisung werden als Verluste durch die Wärmeverteilung oder Wärmeübergabe höchstens durchschnittliche Verluste von 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder Wärmekunden in jedem Kalenderjahr anerkannt,

c) die Nutzung als Prozesswärme für

aa) industrielle Prozesse im Sinne der Nummern 2 bis 6, 7.2 bis 7.34 sowie 10.1 bis 10.10, 10.20 bis 10.23 der Anlage zur Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes oder

bb) die Trocknung von Holz zur stofflichen oder energetischen Nutzung bis zu einem Wärmeeinsatz von 0,9 Kilowattstunden je Kilogramm Holz,

d) die Beheizung von Betriebsgebäuden für die Geflügelaufzucht, wenn die Voraussetzungen nach Nummer 1 Buchstabe c erfüllt werden,

e) die Beheizung von Tierställen mit folgenden Obergrenzen:

aa) Geflügelmast: 5 Kilowattstunden pro Tierplatz,

bb) Sauenhaltung: 350 Kilowattstunden pro Tierplatz,

cc) Ferkelaufzucht: 75 Kilowattstunden pro Tierplatz,

dd) Schweinemast: 45 Kilowattstunden pro Tierplatz,

f) die Beheizung von Unterglasanlagen für die Aufzucht und Vermehrung von Pflanzen, wenn die Voraussetzungen nach Nummer 1 Buchstabe c erfüllt werden,

g) die Bereitstellung als Prozesswärme für die Aufbereitung des Biogases zur Einspeisung in das Erdgasnetz, wenn die Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage 350 Normkubikmeter aufbereitetes Biogas pro Stunde nicht unterschreitet,

h) die Bereitstellung als Prozesswärme zur Hygienisierung oder Pasteurisierung von Gärresten und

i) die Nutzung als Prozesswärme zur Aufbereitung von Gärresten zum Zweck der Düngemittelherstellung.

4. Negativliste

Nicht als Wärmenutzungen im Sinne der Nummer 1 Buchstabe b und c gelten:

1. die Beheizung von Gebäuden, die nach § 1 Absatz 2 der Energieeinsparverordnung nicht Gegenstand dieser Rechtsverordnung sind, mit Ausnahme der Gebäude, die von Nummer 3 Buchstabe d bis f erfasst werden,
2. die Abwärmenutzung aus Biomasseanlagen zur Verstromung, insbesondere in Organic-Rankine- und Kalina-Cycle-Prozessen, und
3. die Wärmenutzung aus Biomasseanlagen, die fossile Brennstoffe insbesondere für den Wärmeeigenbedarf einsetzen.“

43. Die bisherige Anlage 5 wird Anlage 3 und wie folgt geändert:

a) Nummer 6 wird aufgehoben.

b) In Nummer 7 werden die Wörter „sowie zur Bestimmung der erzielbaren Energieerträge am geplanten Standort nach Nummer 6“ gestrichen.

c) Nummer 8 wird wie folgt gefasst:

„8. Bei der Anwendung des Referenzertrages zur Bestimmung des verlängerten Zeitraums der Anfangsvergütung ist die installierte Leistung zu berücksichtigen, höchstens jedoch diejenige Leistung, die die Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz maximal erbringen darf. Temporäre Leistungsreduzierungen insbesondere auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 11 sind nicht zu berücksichtigen.“

44. Der neuen Anlage 3 werden die folgenden Anlagen 4 und 5 angefügt:

„Anlage 4
Höhe der Marktprämie

1. Berechnung der Marktprämie

1.1 Im Sinne dieser Anlage ist:

– „*MP*“ die Höhe der Marktprämie im Sinne des § 33g Absatz 2,

– „*EV*“ der anzulegende Wert nach § 33h in Cent pro Kilowattstunde,

– „*MW*“ der jeweilige rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts,

– „P_M“ die Prämie für die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, für die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose (Managementprämie),

– „*RW*“ der nach Nummer 2 berechnete energieträgerspezifische Referenzmarktwert.

1.2 Die Höhe der Marktprämie nach § 33g („*MP*“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet:

$MP = EV - RW$

Abweichend von Satz 1 wird der Wert „*MP*“ mit dem Wert Null festgesetzt, wenn die Berechnung ergibt, dass er kleiner Null ist.

2. Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „RW“

2.1 Referenzmarktwert bei Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie

2.1.1 Die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „*RW*“ in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie wird nach der folgenden Formel berechnet:

$RW_{Steuerbare} = MW_{EPEX} - P_{M\ (Steuerbare)}$

Dabei ist „MW_{EPEX}“ der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde.

2.1.2 „$P_{M\ (Steuerbare)}$“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– im Jahr 2012: 0,10 Cent pro Kilowattstunde,

– im Jahr 2013: 0,075 Cent pro Kilowattstunde,

– im Jahr 2014: 0,05 Cent pro Kilowattstunde,

– ab dem Jahr 2015: 0,025 Cent pro Kilowattstunde.

2.2 Referenzmarktwert bei Strom aus Windenergie (§§ 29 und 30)

2.2.1 Die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „*RW*“ in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms aus Wind-

energie im Sinne der §§ 29 und 30 wird nach der folgenden Formel berechnet:

$RW_{Wind\ Onshore} = MW_{Wind\ Onshore} - P_{M\ (Wind\ Onshore)}$

2.2.2 „$MW_{Wind\ Onshore}$" ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom im Sinne der §§ 29 und 30 am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

2.2.2.1 Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms im Sinne der §§ 29 und 30 multipliziert.

2.2.2.2 Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.2.2.3 Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms im Sinne der §§ 29 und 30.

2.2.2.4 Bei den Berechnungen nach den Nummern 2.2.2.1 und 2.2.2.3 wird sowohl der nach § 16 vergütete als auch der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktete Strom berücksichtigt. Bis zum 31. Dezember 2012 wird hierbei abweichend von den Nummern 2.2.2.1 und 2.2.2.3 auch Strom im Sinne des § 31 einberechnet.

2.2.2.5 Sofern die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms im Sinne der §§ 29 und 30 nicht bis zum 31. Januar des Folgejahres verfügbar ist, ist sie für die Zwecke der Berechnung nach den Nummern 2.2.2.1 und 2.2.2.3 jeweils unter Berücksichtigung der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 zu berechnen.

2.2.3 „$P_{M\ (Wind\ Onshore)}$" beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– im Jahr 2012: 1,20 Cent pro Kilowattstunde,
– im Jahr 2013: 1,00 Cent pro Kilowattstunde,
– im Jahr 2014: 0,85 Cent pro Kilowattstunde,
– ab dem Jahr 2015: 0,70 Cent pro Kilowattstunde.

2.3 Referenzmarktwert bei Strom aus Windenergie (§ 31)

2.3.1 Für Strom aus Offshore-Anlagen, der vor dem 1. Januar 2013 erzeugt wird, gilt Nummer 2.2 entsprechend.

2.3.2 Für Strom aus Offshore-Anlagen, der nach dem 31. Dezember 2012 erzeugt wird, wird die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „*RW*" in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms nach der folgenden Formel berechnet:

$RW_{Wind\ Offshore} = MW_{Wind\ Offshore} - P_{M\ (Wind\ Offshore)}$

2.3.3 „$MW_{Wind\ Offshore}$" ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Offshore-Anlagen am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

2.3.3.1 Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms aus Offshore-Anlagen multipliziert.

2.3.3.2 Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.3.3.3 Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus Offshore-Anlagen.

2.3.3.4 Bei den Berechnungen nach den Nummern 2.3.3.1 und 2.3.3.3 wird sowohl der nach § 16 vergütete als auch der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktete Strom berücksichtigt.

2.3.3.5 Sofern die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Offshore-Anlagen nicht bis zum 31. Januar des Folgejahres verfügbar ist, ist sie für die Zwecke der Berechnung nach den Nummern 2.3.3.1 und 2.3.3.3 jeweils unter Berücksichtigung der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 zu berechnen.

2.3.4 „$P_{M\ (Wind\ Offshore)}$" beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– im Jahr 2013: 1,00 Cent pro Kilowattsunde,
– im Jahr 2014: 0,85 Cent pro Kilowattstunde,
– ab dem Jahr 2015: 0,70 Cent pro Kilowattstunde.

2.4 Referenzmarktwert bei Strom aus solarer Strahlungsenergie

2.4.1 Die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „*RW*" in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms aus solarer Strahlungsenergie wird nach der folgenden Formel berechnet:

$RW_{Solar} = MW_{Solar} - P_{M\ (Solar)}$

2.4.2 „MW_{Solar}" ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Er wird wie folgt berechnet:

2.4.2.1 Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte

am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie multipliziert.

2.4.2.2 Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.4.2.3 Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie.

2.4.2.4 Bei den Berechnungen nach den Nummern 2.4.2.1 und 2.4.2.3 wird sowohl der nach § 16 vergütete als auch der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktete Strom aus solarer Strahlungsenergie berücksichtigt.

2.4.2.5 Sofern die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie nicht bis zum 31. Januar des Folgejahres verfügbar ist, ist sie für die Zwecke der Berechnung nach den Nummern 2.4.2.1 und 2.4.2.3 jeweils unter Berücksichtigung der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 zu berechnen.

2.4.3 „$P_{M\ (Solar)}$“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– im Jahr 2012: 1,20 Cent pro Kilowattstunde,

– im Jahr 2013: 1,00 Cent pro Kilowattstunde,

– im Jahr 2014: 0,85 Cent pro Kilowattstunde,

– ab dem Jahr 2015: 0,70 Cent pro Kilowattstunde.

3. Veröffentlichung der Berechnung

3.1 Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jederzeit unverzüglich auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format die auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellte Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie und aus solarer Strahlungsenergie in ihren Regelzonen in mindestens stündlicher Auflösung veröffentlichen.

3.2 Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ferner für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format folgende Daten in nicht personenbezogener Form veröffentlichen:

a) den Wert des Stundenkontraktes am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig

aa) für jeden Kalendertag in stündlicher Auflösung und

bb) als tatsächlicher Monatsmittelwert („MW_{EPEX}“),

b) die tatsächliche Erzeugung von Strom aus Windenergie in ihren Regelzonen (kumuliert) in stündlicher Auflösung,

c) die tatsächliche Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in ihren Regelzonen (kumuliert) in stündlicher Auflösung,

d) den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergie („$MW_{Wind\ Onshore}$“, ab 1. Januar 2013 zusätzlich: „$MW_{Wind\ Offshore}$“) auf Grund einer Berechnung nach Maßgabe der Nummern 2.1.2 und 2.3.3,

e) den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie („MW_{Solar}“) auf Grund einer Berechnung nach Maßgabe der Nummer 2.4.2 und

f) den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert nach Nummer 2 („*RW*“), jeweils gesondert nach den verschiedenen Energieträgern:

aa) Wasserkraft,

bb) Deponiegas,

cc) Klärgas,

dd) Grubengas,

ee) Biomasse,

ff) Geothermie,

gg) Windenergie,

hh) solare Strahlungsenergie;

solange der Referenzmarktwert für die Energieträger nach den Doppelbuchstaben aa bis ff derselbe Wert ist, kann ein gemeinsamer Referenzmarktwert („$RW_{Steuerbare}$“) veröffentlicht werden.

3.3 Die Daten nach Nummer 3.1 und 3.2 Buchstabe b und c müssen den nach § 8 abgenommenen Strom berücksichtigen; ferner ist der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktete Strom zu berücksichtigen.

3.4 Die Daten für Strom aus Windenergie nach Nummer 3.1 und 3.2 Buchstabe b, d und f Doppelbuchstabe gg sind ab 1. Januar 2013 jeweils gesondert für Strom im Sinne der §§ 29 und 30 und Strom im Sinne des § 31 auszuweisen.

3.5 Soweit die Daten nach Nummer 3.2 nicht bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats verfügbar sind, sind sie unverzüglich in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen, nachdem sie verfügbar sind. Soweit diese Daten bis zum 31. Januar des Folgejahres nicht verfügbar sind, sind sie unter Berücksichtigung der Daten nach Nummer 3.1 zu berechnen und bis zu diesem Datum in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen.

Anlage 5
Höhe der Flexibilitätsprämie

1. Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Anlage ist

– „P_{Bem}“ die Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a in Kilowatt; in dem ersten und in dem zehnten Jahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist die Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a mit der Maßgabe zu berechnen, dass nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate zu berücksichtigen sind; dies gilt nur für die Zwecke der Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie,
– „P_{inst}“ die installierte Leistung nach § 3 Nummer 6 in Kilowatt,
– „P_{Zusatz}“ die zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom in Kilowatt und Jahr,
– „f_{Kor}“ der Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage,
– „KK“ die Kapazitätskomponente für die Bereitstellung der zusätzlichen installierten Leistung in Euro und Kilowatt,
– „FP“ die Flexibilitätsprämie nach § 33i in Cent pro Kilowattstunde.

2. Berechnung

2.1 Die Höhe der Flexibilitätsprämie nach § 33i („FP“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \ x \ KK \ x \ 100}{P_{Bem} \ x \ 8760 \ \frac{h}{a}}$$

2.2 „P_{Zusatz}“ wird vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 Buchstabe a wie folgt berechnet:

$P_{Zusatz} = P_{inst} – (f_{Kor} \, x \, P_{Bem})$

Dabei beträgt „f_{Kor}“ vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 Buchstabe a

– bei Biomethan: 1,6 und
– bei Biogas, das kein Biomethan ist: 1,1.

Abweichend von Satz 1 wird der Wert „P_{Zusatz}“ festgesetzt

– mit dem Wert Null, wenn die Bemessungsleistung die 0,2fache installierte Leistung unterschreitet,
– mit dem 0,5-fachen Wert der installierten Leistung, wenn die Berechnung ergibt, dass er größer als die 0,5fache installierte Leistung ist.

2.3 „KK“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 Buchstabe b 130 Euro pro Kilowatt.“

Artikel 2

Änderung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus

Die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101) wird wie folgt geändert:

1. In der Überschrift wird das Wort „(AusglMechV)“ durch die Wörter „(Ausgleichsmechanismusverordnung – AusglMechV)“ ersetzt.
2. § 1 wird aufgehoben.
3. Die §§ 2 und 3 werden wie folgt gefasst:

„§ 2
Vermarktung

Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen den nach den §§ 16 bis 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergüteten Strom nur am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse vermarkten. Sie haben zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers anzuwenden. Dabei sind die Vorgaben der Bundesnetzagentur insbesondere zu Vermarktung, Handelsplatz, Prognoseerstellung, Beschaffung der Ausgleichsenergie, Transparenz- und Übermittlungspflichten einzuhalten.

§ 3
EEG-Umlage

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen die EEG-Umlage nach § 37 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes transparent aus

1. der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen nach Absatz 3 Nummer 1 und 3 für das folgende Kalenderjahr und den prognostizierten Ausgaben nach Absatz 4 für das folgende Kalenderjahr und
2. dem Differenzbetrag zwischen den tatsächlichen Einnahmen nach Absatz 3 und den tatsächlichen Ausgaben nach Absatz 4 zum Zeitpunkt der Berechnung.

(2) Die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr ist bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres auf den Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen und in Cent pro an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferter Kilowattstunde anzugeben; § 43 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt entsprechend.

(3) Einnahmen sind

1. Einnahmen aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung nach § 2,
2. Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage,

2a. Einnahmen aus Zahlungen nach § 35 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, soweit die Saldierung nach § 35 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für den Übertragungsnetzbetreiber einen positiven Saldo ergeben hat,

3. Einnahmen aus Zinsen nach Absatz 5 Satz 2,
4. Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis und

5. Einnahmen entsprechend § 35 Absatz 4 oder § 38 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und Absatz 6.

(4) Ausgaben sind

1. die Vergütungszahlungen nach § 16 oder § 35 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,

1a. die Zahlungen von Prämien nach § 33g oder § 33i oder § 35 Absatz 1a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,

2. Rückzahlungen nach Absatz 6,

3. Zahlungen für Zinsen nach Absatz 5 Satz 2,

4. notwendige Kosten für den untertägigen Ausgleich,

5. notwendige Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis,

6. notwendige Kosten für die Erstellung von vortägigen und untertägigen Prognosen und

7. notwendige Kosten für die Einrichtung und den Betrieb eines Anlagenregisters, sofern die Übertragungsnetzbetreiber zum Betrieb dieses Anlagenregisters auf Grund einer Verordnung nach § 64e Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verpflichtet worden sind.

(5) Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben sind zu verzinsen. Der Zinssatz beträgt für den Kalendermonat 0,3 Prozentpunkte über dem Monatsdurchschnitt des Euro Interbank Offered Rate-Satzes für die Beschaffung von Einmonatsgeld von ersten Adressen in den Teilnehmerstaaten der Europäischen Währungsunion (EURIBOR) mit einer Laufzeit von einem Monat.

(6) Entstehen infolge von Abweichungen zwischen den monatlichen Abschlagszahlungen nach § 37 Absatz 2 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Endabrechnung nach § 48 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Zahlungsansprüche, müssen diese bis zum 30. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen werden.

(7) Die Übertragungsnetzbetreiber können bei der Berechnung der EEG-Umlage hinsichtlich der Prognose der Einnahmen und Ausgaben nach Absatz 1 Nummer1 zusätzlich eine Liquiditätsreserve vorsehen. Sie darf 10 Prozent des Differenzbetrages nach Absatz 1 Nummer 1 nicht überschreiten.“

4. In § 4 werden die Wörter „European Energy Exchange AG“ durch die Wörter „EPEX Spot SE“ ersetzt.

5. § 6 wird aufgehoben.

6. § 7 wird wie folgt gefasst:

„§ 7
Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen unverzüglich auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format folgende Angaben in nicht personenbezogener Form veröffentlichen:

1. die nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 bis 5 und Absatz 4 Nummer 1 bis 7 jeweils aufgeschlüsselten monatlichen und jährlichen Einnahmen und Ausgaben; Einnahmen und Ausgaben, die aus der Vermarktung des Stroms resultieren, sind nach vortägiger und untertägiger Vermarktung aufzuschlüsseln; ferner ist der Liquiditätspuffer nach § 3 Absatz 7 gesondert auszuweisen,

2. die am vortägigen Spotmarkt einer Börse vermarkteten Strommengen aufgeschlüsselt nach den Technologiegruppen Wind, solare Strahlungsenergie, Biomasse und Sonstige; ab dem 1. Januar 2013 ist zudem bei der Technologiegruppe Wind zwischen Strom nach den §§ 29 und 30 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und Strom nach § 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aufzuschlüsseln.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ferner der Bundesnetzagentur die nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 bis 5 und Absatz 4 Nummer 1 bis 7 jeweils aufgeschlüsselten Einnahmen und Ausgaben des Vorjahres übermitteln.“

7. § 8 wird aufgehoben.

8. § 10 wird wie folgt gefasst:

„§ 10
Bilanz der Wälzung durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur erstellt für die Angaben nach § 7 Absatz 3 eine zusammengefasste Bilanz und veröffentlicht diese in nicht personenbezogener Form auf ihren Internetseiten.“

Artikel 3
Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung

Die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1946) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 wird jeweils die Angabe „§ 16 oder § 35“ durch die Wörter „§ 16 oder § 35 Absatz 1“ ersetzt.

2. § 2 wird wie folgt geändert:

   a) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden nach dem Wort „Daten“ die Wörter „ergänzend zu den Daten nach Nummer 3 der Anlage 4 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz“ und vor dem Wort „zu“ die Wörter „in nicht personenbezogener Form“ eingefügt.

   b) Die Nummern 2, 4 und 5 werden aufgehoben.

   c) Nummer 3 wird Nummer 2.

   d) Nummer 6 wird Nummer 3 und die Wörter „oder über den Abruf von EEG-Reserve“ gestrichen.

   e) Nummer 7 wird Nummer 4.

3. § 3 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „§ 7 Absatz 4“ durch die Angabe „§ 7 Absatz 1“ ersetzt.

   b) In Absatz 4 Satz 3 wird die Angabe „§ 17“ durch die Angabe „§ 33b“ ersetzt.

   c) In Absatz 5 Satz 1 wird die Angabe „§ 7 Absatz 4“ durch die Angabe „§ 7 Absatz 1“ ersetzt.

4. § 4 wird wie folgt geändert:

   a) In den Absätzen 1 und 4 Satz 1 werden jeweils die Wörter „§ 7 Absatz 4 Nummer 2“ durch die Angabe „§ 7 Absatz 2“ ersetzt.

   b) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

      „(3) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Aufforderung der Bundesnetzagentur, jedenfalls aber bis zum 31. März eines Kalenderjahres, für das Vorjahr die Preise, Mengen und Stunden des im börslichen Handel beschafften oder veräußerten Stroms zu übermitteln.“

5. In § 5 Absatz 1 Satz 4 werden die Wörter „§ 7 Absatz 4 Nummer 2“ durch die Angabe „§ 7 Absatz 2“ ersetzt.

6. § 6 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Nummer 4 wird die Angabe „§ 3 Absatz 2“ durch die Angabe „§ 3 Absatz 1“ ersetzt.

   b) In Absatz 3 werden die Wörter „§ 10 Absatz 1 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“ durch die Wörter „§ 61 Absatz 1 Nummer 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

   c) In Absatz 4 Satz 1 wird Angabe „§ 3 Absatz 2“ durch die Angabe „§ 3 Absatz 1“ ersetzt.

6. § 7 wird wie folgt geändert:

   a) In den Absätzen 1, 2 Nummer 1 und 2, Absatz 3 Nummer 1 und 2, Absatz 5 Satz 1, Absatz 6 Satz 1 und 2 sowie Absatz 7 wird jeweils die Angabe „§ 16 oder § 35“ durch die Wörter „§ 16 oder § 35 Absatz 1“ ersetzt.

   b) In Absatz 8 wird die Angabe „§ 3 Absatz 2 Satz 1“ durch die Angabe „§ 3 Absatz 1“ ersetzt.

7. In § 1 Absatz 5, § 3 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 5 Satz 1, § 4 Absatz 1 und 4, § 5 Absatz 1 Satz 1, 2 und 4, Absatz 2 Satz 1 und 3, § 6 Absatz 2 in dem Satzteil vor den Nummern 1, 4, 5, 6 und 7, Absatz 1a Satz 5, Absatz 3 Satz 1, 2 und 3, § 6 Absatz 4 Satz 1 und 2, § 7 Absatz 2 Nummer 2, Absatz 3 Nummer 1 und 2, Absatz 4 Satz 1, Absatz 5 Satz 1, Absatz 8 Satz 1 und § 8 Absatz 5 Satz 1 werden jeweils die Wörter „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“ durch das Wort „Ausgleichsmechanismusverordnung“ ersetzt.

Artikel 4

Änderung der Systemdienstleistungsverordnung

Die Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. April 2011 (BGBl. I S. 638) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 1 wird wie folgt gefasst:

   „§ 1
   Anwendungsbereich

   Diese Verordnung regelt

   1. die technischen und betrieblichen Vorgaben nach § 6 Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und

   2. die Anforderungen an den Systemdienstleistungs-Bonus nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und wie der Nachweis zu führen ist.“

2. § 2 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

   a) Nach der Angabe „§ 29“ wird die Angabe „Abs. 2 Satz 4“ gestrichen.

   b) Nach der Angabe „§ 30“ wird die Angabe „Satz 2“ gestrichen.

   c) Nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die“ werden die Wörter „nach dem 31. März 2011“ gestrichen.

3. § 3 Satz 1 wird wie folgt geändert:

   a) Nach der Angabe „§ 29“ wird die Angabe „Abs. 2 Satz 4“ gestrichen.

   b) Nach der Angabe „§ 30“ wird die Angabe „Satz 2“ gestrichen.

   c) Nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die“ werden die Wörter „nach dem 31. März 2011“ gestrichen.

4. § 4 wird wie folgt gefasst:

   „Die technischen und betrieblichen Vorgaben nach § 6 Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten als erfüllt, wenn mehrere Windenergieanlagen an einen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden, von denen mindestens eine bis zum 31. März 2011 in Betrieb genommen wurde, und die Anforderungen nach § 2 oder § 3 mit Maßgabe der folgenden Anforderungen erfüllt werden:

   1. die Anforderungen an die verfügbare Blindleistungsbereitstellung auch nach Maßgabe der Anlage 2 und

   2. die Anforderungen an die Blindstrombereitstellung zur dynamischen Netzstützung nach Maßgabe des TransmissionCodes 2007 auch an der Unterspannungsseite des Maschinentransformators oder einem in der Wirkung vergleichbaren Bezugspunkt.“

5. In § 5 wird die Angabe „11. Juli 2009“ durch die Angabe „31. Dezember 2011“, die Angabe „1. Januar 2011“ durch die Angabe „1. Januar 2016“ und die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 6“ werden durch die Wörter „§ 66 Absatz 1 Nummer 8“ ersetzt.

6. § 8 wird wie folgt gefasst:

   „§ 8
   Übergangsbestimmungen

   (1) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, ist die Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anzuwenden.

   (2) Absatz 1 findet auf Anlagen im Sinne des § 66 Absatz 1 Nummer 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes keine Anwendung.“

Artikel 5
Änderung der Biomasseverordnung

Die Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 9. August 2005 (BGBl. I S. 2419) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 werden nach dem Wort „gelten," die Wörter „für welche Stoffe eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann, welche energetischen Referenzwerte für die Berechnung dieser Vergütung anzuwenden sind, wie die einsatzstoffbezogene Vergütung zu berechnen ist," eingefügt.

2. § 2 wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

      „(3) Unbeschadet von Absatz 1 gelten als Biomasse im Sinne dieser Verordnung:

      1. Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung,

      2. durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas, sofern zur Vergärung nicht Stoffe nach § 3 Nummer 3, 7 oder 9 oder mehr als 10 Gewichtsprozent Klärschlamm eingesetzt werden."

   b) In Absatz 4 werden nach dem Wort „Erneuerbare-Energien-Gesetzes" die Wörter „vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305) in der am 31. Juli 2004 geltenden Fassung" eingefügt.

3. Nach § 2 wird folgender § 2a eingefügt:

   „§ 2a
   Energieerträge anerkannter Biomasse

   (1) Der Anspruch auf die einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 2 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Einsatzstoffvergütungsklasse I) und Nummer 2 (Einsatzstoffvergütungsklasse II) besteht für Einsatzstoffe nach Maßgabe der Anlagen 2 und 3 zu dieser Verordnung. Die Berechnung der einsatzstoffbezogenen Vergütung erfolgt für Strom aus jedem Einsatzstoff, für den ein Anspruch auf die einsatzstoffbezogene Vergütung besteht, anteilig anhand seines Anteils an der Stromerzeugung.

   (2) Zur Berechnung der einsatzstoffbezogenen Vergütung ist der Anteil eines Einsatzstoffs im Sinne der Einsatzstoffvergütungsklasse I oder II an der Stromerzeugung in der Anlage anhand seines Energieertrags nach Anlage 2 (Einsatzstoffvergütungsklasse I) oder Anlage 3 (Einsatzstoffvergütungsklasse II) zu dieser Verordnung zu ermitteln. Für jeden Einsatzstoff wird dessen Anteil an der gesamten Stromerzeugung errechnet, indem die Einsatzstoffmenge mit dem Energieertrag nach Anlage 1, Anlage 2 oder Anlage 3 zu dieser Verordnung multipliziert wird. Für die Berechnung des prozentualen Anteils einer Einsatzstoffvergütungsklasse an der gesamten Stromerzeugung werden die Anteile der Einsatzstoffe einer Einsatzstoffvergütungsklasse an der gesamten Stromerzeugung addiert und ins Verhältnis zur Summe der Anteile aller eingesetzten Einsatzstoffe an der gesamten Stromerzeugung gesetzt. Die Multiplikation des prozentualen Anteils der Einsatzstoffe einer Einsatzstoffvergütungsklasse mit der gesamten Strommenge ergibt den Anteil an der gesamten Stromerzeugung, der die der Einsatzstoffvergütungsklasse zustehende Vergütung erhält. Einsatzstoffe, die keinem der in den Anlagen 1 bis 3 zu dieser Verordnung aufgeführten Stoffe zugeordnet werden können, gelten für die Ermittlung der prozentualen Anteile der Einsatzstoffe an der Stromerzeugung als Einsatzstoff nach Anlage 1 zu dieser Verordnung. Wird zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung flüssige Biomasse eingesetzt, so wird der Stromanteil aus dem notwendigen Einsatz flüssiger Biomasse den anderen verwendeten Einsatzstoffen entsprechend ihres prozentualen Anteils an der übrigen Stromerzeugung zugerechnet.

   (3) Wird der Nachweis über den Energieertrag von Einsatzstoffen zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung (Heizwert Hi,N) durch Vorlage einer Lieferbescheinigung des Einsatzstofflieferanten geführt, so muss die Lieferbescheinigung folgende Informationen enthalten:

   1. den Heizwert Hi,N des Einsatzstoffes,
   2. den Namen der Prüfstelle, die den Heizwert Hi,N ermittelt hat,
   3. die Nummer des Prüfberichts,
   4. die Probennummer und
   5. das Datum der Probennahme.

   Außerdem muss der Lieferbescheinigung eine Kopie des Analyseergebnisses (Heizwertbestimmung nach DIN EN 14918 (2010:04) beigefügt werden.[3]"

4. § 3 wird wie folgt geändert:

   a) In Nummer 3 werden nach dem Wort „Herkunftsbereichen" die Wörter „einschließlich aus gemischten Siedlungsabfällen herausgelöste Biomassefraktionen" eingefügt.

   b) Nummer 4 wird wie folgt gefasst:

      „4. Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz".

   c) Nummer 9 wird wie folgt gefasst:

      „9. tierische Nebenprodukte im Sinne von Artikel 3 Nummer 1 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch Richtlinie 2010/63/EU vom 22. September 2010 (ABl. L 276 vom 20.10.2010, S. 33) geändert worden ist, soweit es sich

      a) um Material der Kategorie 1 gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 handelt,

      b) um Material der Kategorie 2 gemäß Artikel 9 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 mit Ausnahme von Gülle, von Magen und Darm

---

[3] Amtlicher Hinweis: zu beziehen bei der Beuth-Verlag GmbH, 10772 Berlin, und archivmäßig gesichert niedergelegt bei der Deutschen Nationalbibliothek in Leipzig.

getrenntem Magen- und Darminhalt und Kolostrum im Sinne der genannten Verordnung handelt,

c) um Material der Kategorie 3 gemäß Artikel 10 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 mit Ausnahme von Häuten, Fellen, Hufen, Federn, Wolle, Hörnern, Haaren und Pelzen nach Artikel 10 Buchstabe b Dreifachbuchstabe iii bis Buchstabe v, h und n handelt, und dieses Material durch Verbrennen direkt als Abfall beseitigt wird, oder

d) um Material der Kategorie 3 gemäß Artikel 10 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 handelt, das in Verarbeitungsbetrieben für Material der Kategorie 1 oder 2 verarbeitet wird, sowie Stoffe, die durch deren dortige Verarbeitung hergestellt worden oder sonst entstanden sind,“.

5. § 5 wird wie folgt geändert:

a) Die Absatzbezeichnung „(1)“ wird gestrichen.

b) Die Absätze 2 und 3 werden aufgehoben.

6. Nach § 6 werden die folgenden Anlagen 1 bis 3 angefügt:

„Anlage 1 (zu § 2a Absatz 2)

Einsatzstoffe, die keinen Anspruch auf eine einsatzstoffbezogene Vergütung begründen, und ihr Energieertrag

	Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung	Energieertrag (Methanertrag in m^3 pro Tonne Frischmasse)
1.	Altbrot	254
2.	Backabfälle	344
3.	Biertreber (frisch/abgepresst)	61
4.	Buttermilch frisch (nicht oder nicht mehr zum Verzehr geeignet)	32
5.	Casein	392
6.	Fettabscheiderinhalte	15
7.	Flotatfette	43
8.	Flotatschlamm	81
9.	Frittierfette	562
10.	Geflügelmist, Geflügeltrockenkot	82
11.	Gemüse (aussortiert)	40
12.	Gemüseabputz	26
13.	Getreide (Ausputz)	254
14.	Getreideabfälle	272
15.	Getreideschlempe mit Ausnahme von Nummer 16	22
16.	Getreideschlempe aus der Alkoholproduktion	18
17.	Getreidestaub	172
18.	Glyzerin	421
19.	Grünschnitt aus der privaten und öffentlichen Garten- und Parkpflege	43
20.	Heil- und Gewürzpflanzen (aussortiert)	58
21.	Kartoffelfruchtwasser aus der Stärkeproduktion	11
22.	Kartoffeln (aussortiert)	92
23.	Kartoffeln (gemust, mittlerer Stärkegehalt; nicht oder nicht mehr zum Verzehr geeignet)	66
24.	Kartoffelprozesswasser aus der Stärkeproduktion	3
25.	Kartoffelpülpe aus der Stärkeproduktion	61
26.	Kartoffelschalen	66
27.	Kartoffelschlempe mit Ausnahme von Nummer 28	18
28.	Kartoffelschlempe aus der Alkoholproduktion	17
29.	Kleie	270
30.	Labmolke eingedickt	44
31.	Labmolke frisch	18
32.	Mageninhalt (Schwein)	27
33.	Magermilch frisch (nicht oder nicht mehr zum Verzehr geeignet)	33
34.	Magermilch trocken	363
35.	Melasse aus der Rübenzuckerherstellung	166
36.	Milch (nicht oder nicht mehr zum Verzehr geeignet)	70
37.	Milchzucker	378
38.	Milchzuckermelasse	91
39.	Milchzuckermelasse proteinarm	69
40.	Molke mit Ausnahme von Nummer 41	18
41.	Molke teilentzuckert trocken	298
42.	Obsttrester und Traubentrester (frisch/unbehandelt)	49
43.	Panseninhalt	33

44.	Quark (nicht oder nicht mehr zum Verzehr geeignet)	92
45.	Rapsextraktionsschrot	274
46.	Rapskuchen	317
47.	Rübenkleinteile (aus der Zuckerverarbeitung)	50
48.	Sauermolke eingedickt	42
49.	Sauermolke frisch	20
50.	Schnittblumen (aussortiert)	55
51.	Speisereste	57
52.	Straßenbegleitgras	43
53.	Tierblut	83
54.	Zuckerrübenpresskuchen aus der Zuckerproduktion	64
55.	Zuckerrübenschnitzel	64
56.	Für Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung, die weder in dieser Liste noch in Anlage 2 oder in Anlage 3 genannt werden, ist folgender Energieertrag „E 0“ zu verwenden: 110 m³ pro Tonne Frischmasse.	

	Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung	Energieertrag (Heizwert Hi,N in GJ pro Tonne Trockenmasse – absolut trocken)
57.	Sägenebenprodukte	19
58.	Für sonstige Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung aus Holz, die weder in dieser Liste noch in Anlage 2 oder in Anlage 3 genannt werden, kann die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber folgenden Energieertrag „H 0“ verwenden: 17,2 GJ pro Tonne Frischmasse	
59.	Für Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung, für die kein unterer Heizwert Hi,N vorhanden ist, kann die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber den Heizwert Hi,N gemäß DIN EN 14918 (2010:04) bestimmen lassen. Sofern nicht für alle zur Stromerzeugung aus Feststoffverbrennung oder aus thermochemischer Vergasung verwendeten Einsatzstoffe ein unterer Heizwert Hi,N angegeben werden kann, entfällt für alle verwendeten Einsatzstoffe der Anspruch auf die einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 2.	
Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber kann anstelle einer Verwendung der Werte nach den Nummern 57 bis 59 den Heizwert nach DIN EN 14918 bestimmen lassen.		

Anlage 2 (zu § 2a Absatz 1 und 2)

Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse I und ihr Energieertrag

	Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung	Energieertrag (Methanertrag in m³ pro Tonne Frischmasse)
1.	Corn-Cob-Mix (CCM)	242
2.	Futterrübe	52
3.	Futterrübenblatt	38
4.	Getreide (Ganzpflanze)*	103
5.	Getreidekorn	320
6.	Gras einschließlich Ackergras	100
7.	Grünroggen (Ganzpflanze)*	72
8.	Hülsenfrüchte (Ganzpflanze)*	63
9.	Kartoffelkraut	30
10.	Körnermais	324
11.	Mais (Ganzpflanze)*	106
12.	Sonnenblume (Ganzpflanze)*	67
13.	Sorghum (Ganzpflanze)*	80
14.	Sudangras	80
15.	Weidelgras	79
16.	Zuckerrüben	75
17.	Zuckerrübenblatt mit Anteilen Zuckerrübe	46
18.	Für sonstige Pflanzen oder Pflanzenbestandteile zur Biogaserzeugung, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden (nachwachsende Rohstoffe), ist folgender Energieertrag „E I“ zu verwenden: 50 m³ pro Tonne Frischmasse	

* Werte für Ganzpflanzen und Gräser gelten für silierte und unsilierte Substrate.

	Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung	Energieertrag (Heizwert Hi,N in GJ pro Tonne Trockenmasse – absolut trocken)
19.	Getreide (Ganzpflanze)	16,5
20.	Gras einschließlich Ackergras	16,1

21.	Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) mit Ausnahme von Nummer 17 der Anlage 3. Als Kurzumtriebsplantagen gelten Anpflanzungen mehrjähriger Gehölzkulturen mit einer Umtriebszeit von mindestens drei und höchstens 20 Jahren auf landwirtschaftlichen Flächen, die allein oder im Rahmen einer agroforstlichen Nutzung der Energieholzgewinnung dienen, und die nicht Wald im Sinne des Bundeswaldgesetzes sind, einschließlich Rinde.	18,6
22.	Miscanthus	17,7
23.	Rinde	19,1
24.	Waldrestholz mit Ausnahme von Nummer 25. Als Waldrestholz gelten das Kronenderbholz, das X-Holz, das zwar bearbeitet wird, jedoch keiner abnehmerorientierten Sortierung entspricht, sowie der oberirdische Bestandteil des Stockholzes, einschließlich Rinde. Nicht als Waldrestholz im Sinne eines vergütungsfähigen Rohstoffs gelten Stubben, Blätter und Nadeln	19,0
25.	Waldrestholz unterhalb der Derbholzgrenze von 7 Zentimetern Durchmesser aus Wäldern, die im Zeitpunkt des Anfallens des Waldrestholzes nach dem „Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes (PEFC)“ oder dem „Forest Stewardship Council (FSC)“ zertifiziert sind, einschließlich Rinde.	19,0
26.	Für sonstige Pflanzen oder Pflanzenbestandteile zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden (nachwachsende Rohstoffe), kann die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber folgenden Energieertrag „H I“ verwenden: 6,2 GJ pro Tonne Frischmasse.	
Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber kann anstelle einer Verwendung der Werte nach den Nummern 19 bis 26 den Heizwert nach DIN EN 14918 bestimmen lassen.		

Anlage 3 (zu § 2a Absatz 1 und 2)

Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse II und ihr Energieertrag

	Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung	Energieertrag (Methanertrag in m³ pro Tonne Frischmasse)
1.	Blühstreifen, Blühflächen, Schonstreifen, Ackerrandstreifen, Wildblumenaufwuchs	72
2.	Durchwachsene Silphie	67
3.	Kleegras	86
4.	Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras. Als Landschaftspflegematerial gelten alle Materialien, die bei Maßnahmen anfallen, welche vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen und nicht gezielt angebaut wurden. Marktfrüchte wie Mais, Raps oder Getreide sowie Grünschnitt aus der privaten oder öffentlichen Garten- und Parkpflege oder aus Straßenbegleitgrün, Grünschnitt von Flughafengrünland und Abstandsflächen in Industrie- und Gewerbegebieten zählen nicht als Landschaftspflegematerial. Als Landschaftspflegegras gilt nur Grünschnitt von maximal zweischürigem Grünland.	43
5.	Leguminosen-Gemenge	79
6.	Lupine	80
7.	Luzernegras	79
8.	Pferdemist	35
9.	Phacelia	80
10.	Rinderfestmist	53
11.	Rindergülle	17
12.	Schafmist	59
13.	Schweinefestmist	45
14.	Schweinegülle	12

15.	Stroh. Als Stroh gilt das halmgutartige Nebenernteprodukt von Getreide, Ölsaaten oder Körnerleguminosen, wenn das Hauptprodukt (Korn) nicht energetisch genutzt wird und das halmgutartige Nebenernteprodukt vom Korn separiert vorliegt.	161
16.	Winterrübsen	70

	Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung	Energieertrag (Heizwert Hi,N in GJ pro Tonne Trockenmasse – absolut trocken)
17.	Holz aus KUP im Sinne von Nummer 21 Satz 2 der Anlage 2, sofern die KUP nicht auf Grünlandflächen (mit oder ohne Grünlandumbruch), in Naturschutzgebieten, in Natura 2000-Gebieten oder in Nationalparks angepflanzt wurden und sofern keine zusammenhängende Fläche von mehr als 10 ha in Anspruch genommen wurde, einschließlich Rinde.	18,6
18.	Baum- und Strauchschnitt, der bei Maßnahmen anfällt, welche nicht vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen, z. B. Straßenbegleitholz. Nicht hierzu gehören Garten- und Parkabfälle.	19,0
19.	Landschaftspflegematerial im Sinne der Nummer 4, z. B. Landschaftspflegeholz. Nicht hierzu gehören entsprechend der Nummer 4 insbesondere Garten- und Parkabfälle.	19,0
20.	Stroh im Sinne der Nummer 15	17,6
Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber kann anstelle einer Verwendung der Werte nach den Nummern 17 bis 20 den Heizwert nach DIN EN 14918 bestimmen lassen.		

“

Artikel 6

Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 10 werden nach dem Wort „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung“ eingefügt.
2. In § 13 Satz 2 werden nach dem Wort „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung“ eingefügt.
3. In § 20 Absatz 2 Satz 2 werden nach dem Wort „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung“ eingefügt.
4. In § 65 werden in Satz 1 nach den Wörtern „nach § 27 Absatz 4 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ und in Satz 2 nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ jeweils die Wörter „in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung“ eingefügt.
5. § 69 Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

   „Die Clearingstelle berichtet in ihren Tätigkeitsberichten nach § 57 Absatz 6 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes über die Verfahren nach Absatz 1.“
6. Nach § 73 Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

   „(1a) Soweit dies zum Abgleich der Daten eines auf Grund des § 64e des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingerichteten Anlagenregisters mit dem Anlagenregister nach § 61 erforderlich ist, darf die zuständige Behörde Informationen an die in einer Rechtsverordnung auf Grund des § 64e des Erneuerbare-Energien-Gesetzes benannte Stelle übermitteln.“

Artikel 7

Änderung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 Absatz 1 Nummer 4 Satz 3 Buchstabe a wird wie folgt gefasst:

   „a) Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung in der bis zum 31. Dezember 2011 geltenden Fassung,“.
2. Nummer II.1 Buchstabe c der Anlage wird wie folgt geändert:

   a) In dem Satzteil vor Doppelbuchstabe aa werden die Wörter „auf Erdgasqualität aufbereitet und“ durch die Wörter „aufbereitet und in das Erdgasnetz“ ersetzt.

   b) In Doppelbuchstabe aa werden die Wörter „Nummer I.1 Buchstabe a bis c“ durch die Wörter „Nummer I Nummer 1 bis 3“ und die Wörter „12. April

2011 (BGBl. I S. 619)“ durch die Wörter „… [Ausfertigungsdatum und Fundstelle dieses Gesetzes]“ ersetzt.

Artikel 8

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 117a des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In Satz 1 wird die Angabe „§ 17“ durch die Angabe „§ 33a“ ersetzt.

2. Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt: „Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der elektrischen Leistung im Sinne des Satzes 1 Nummer 1 als eine Anlage, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.“

Artikel 9

Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

§ 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261) geändert worden ist, wird wie folgt gefasst:

„1. nach § 16 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergütet oder in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet wird oder“.

Artikel 10

Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

In § 11 Satz 1 der Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist, werden die Wörter „Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ durch die Wörter „Energien, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet und nicht nach § 33a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet werden,“ ersetzt.

Artikel 11

Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

In § 2 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist, werden die Wörter „dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet“ durch die Wörter „§ 16 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergütet oder in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet“ ersetzt.

Artikel 12

Bekanntmachungserlaubnis

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann den Wortlaut des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der vom Inkrafttreten dieses Gesetzes an geltenden Fassung im Bundesgesetzblatt bekannt machen.

Artikel 13

Inkrafttreten

(1) Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am 1. Januar 2012 in Kraft.

(2) Artikel 1 Nummer 33 tritt am 1. September 2011 in Kraft.

Berlin, den 6. Juni 2011

Volker Kauder, Gerda Hasselfeldt und Fraktion
Rainer Brüderle und Fraktion

Begründung

A. Allgemeiner Teil

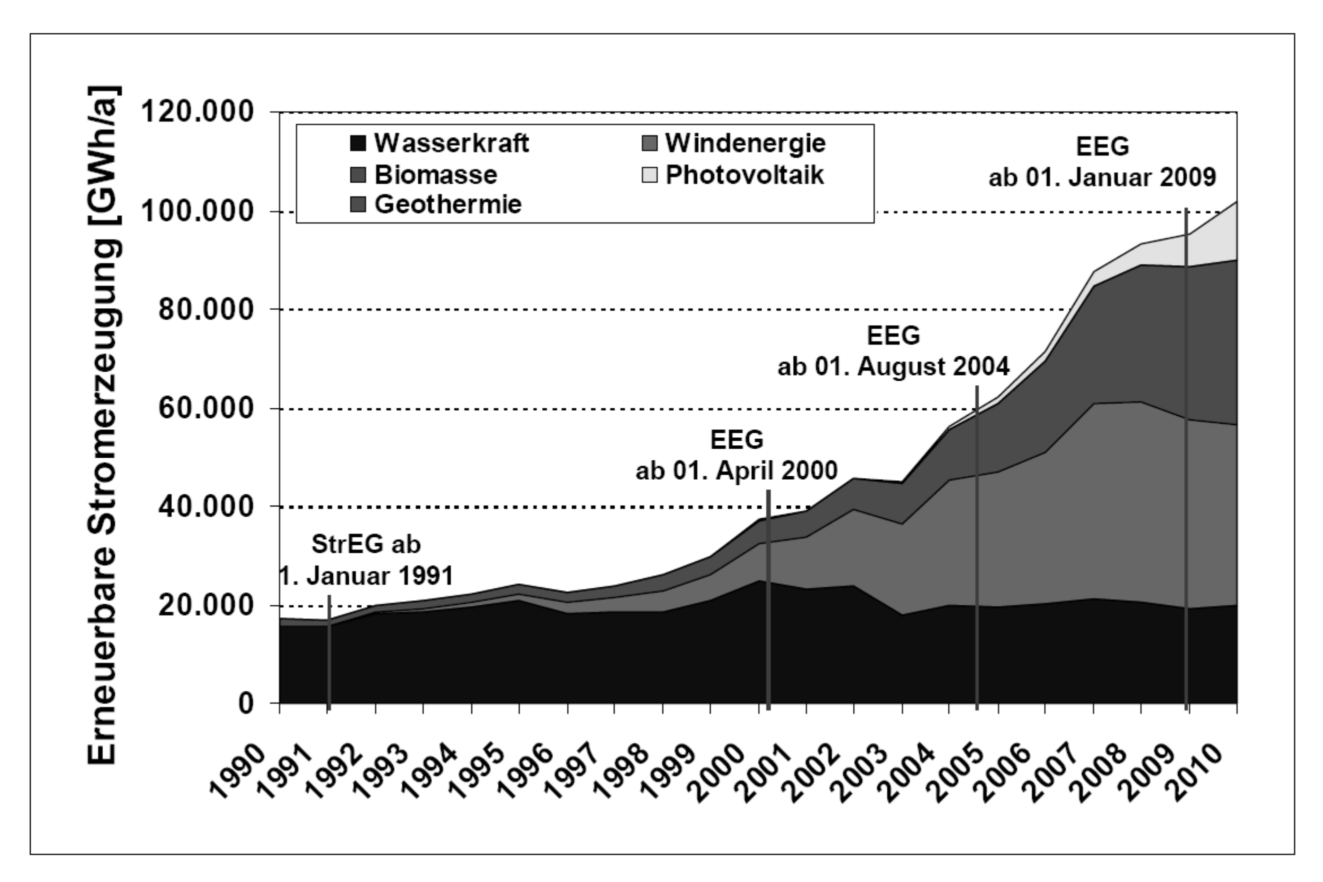
I. Zielsetzung und Notwendigkeit des Gesetzes

Die Bundesregierung hat am 28. September 2010 ein umfassendes Energiekonzept beschlossen, das den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien weist. Hierfür soll der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor kontinuierlich ausgebaut werden. Das Energiekonzept sieht eine Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 Prozent vor. Bis 2030 strebt die Bundesregierung einen Anteil von 50 Prozent an, 2040 sollen es 65 Prozent sein und 2050 80 Prozent. Dies soll einen zentralen Beitrag dazu leisten, dass die CO_2-Emissionen Deutschlands im Vergleich zu 1990 bis 2020 um 40 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 Prozent gesenkt werden. Dies ist die notwendige Mindestreduktion für Industrieländer, damit das erklärte Ziel der Europäischen Union, den weltweiten Temperaturanstieg auf maximal 2 °C zu begrenzen, eingehalten werden kann. Das Zwischenziel für das Jahr 2020 steht darüber hinaus auch im Kontext des Nationalen Aktionsplans, in dem die Bundesregierung im Sommer 2010 gegenüber der Europäischen Union dokumentiert hat, wie Deutschland die ambitionierten energiepolitischen Zielvorgaben der EU (Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 18 Prozent) umsetzen wird.

Die Erreichung dieser Ziele setzt voraus, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland konsequent weiter vorangetrieben wird und nachhaltig und effizient erfolgt. Hierdurch wird die gesetzliche Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in ihrer langen Entwicklungslinie konsequent fortgeführt: Der Ausbau wird bereits seit mehr als 20 Jahren in Deutschland durch stabile und verlässliche Rahmenbedingungen ermöglicht. Diese Rahmenbedingungen legte zunächst das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 und dann das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2000. Das EEG wurde durch Gesetz vom 21. Juli 2004 (im Folgenden: EEG 2004)[4] und durch Gesetz vom 25. Oktober 2008 mit Wirkung zum 1. Januar 2009 (im Folgenden: EEG 2009)[5] grundlegend novelliert. Das EEG 2009 wurde zuletzt insbesondere im Jahr 2010 zur Anpassung an die Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen geändert (im Folgenden: EEG 2010)[6] und im Jahr 2011 durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ an die europäische Richtlinie 2009/28/EG angepasst (im Folgenden: EEG 2011)[7].

Durch diese Rahmenbedingungen ist der Ausbau erneuerbarer Energien im Strommarkt erfolgreich gefördert worden, wie die nachfolgende Grafik verdeutlicht:[8]

[4] BGBl. I S. 1918.
[5] BGBl. I S. 2074.
[6] Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11. August 2010, BGBl. I S. 1170.
[7] Artikel 1 des Gesetzes vom zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 12. April 2011, BGBl. I S. 619.
[8] Quelle: BMU, Entwicklung der Erneuerbaren Energien 1990–2010, www.erneuerbare-energien.de.



Die für den Ausbauerfolg entscheidenden Strukturelemente des EEG sind:

– die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Netzanschluss von EEG-Anlagen und ggf. zum hierfür erforderlichen Netzausbau,
– die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien, d. h. erneuerbarer Strom genießt einen Einspeisevorrang gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern,
– die Vergütung des Stroms zu einem in der Regel über 20 Jahre festen Vergütungssatz, der im Grundsatz kostendeckend sein soll.

Diese Strukturelemente müssen im EEG erhalten bleiben, damit der erfolgreiche Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt werden kann. Zugleich sind im EEG jedoch die Weichenstellungen vorzunehmen, um den Herausforderungen des steigenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wirksam zu begegnen: Das derzeitige Energieversorgungssystem ist für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht ausgelegt und muss entsprechend der einleitend genannten Ausbauziele erneuerbarer Energien weiterentwickelt werden. Vor diesem Hintergrund muss auch das EEG fortentwickelt werden, um den Übergang der erneuerbaren Energien im Strombereich zu einem erwarteten Marktanteil von 35 bis 40 Prozent innerhalb der laufenden Dekade zu gewährleisten. Aufgrund dieser Ausbauziele müssen erneuerbare Energien zunehmend selbst in der Lage sein, zur Stabilität des Gesamtsystems beizutragen. Zudem wird es schon in einigen Jahren zunehmend zu Situationen kommen, in denen selbst bei vollständiger Abschaltung aller konventionellen Kraftwerke die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt. Auch mit Blick auf den EU-Binnenmarkt erfordern wachsende Strommengen im EEG-Vergütungssystem eine Weiterentwicklung der nationalen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien.

Im Lichte dieser Herausforderungen ist eine grundlegende Novellierung des EEG erforderlich, um die vorstehenden Politikziele zu erreichen. Diese Novelle stellt einen zentralen Baustein für die Transformation der Energieversorgung und für den Einstieg in das regenerative Zeitalter dar. Die Novelle setzt dabei die entsprechenden Handlungsempfehlungen zum EEG um. Sie ist eingebettet in die weiteren Maßnahmen, die außerhalb des EEG für die Transformation der Energieversorgung ergriffen werden und ebenfalls im Erfahrungsbericht sowie in dem Energiekonzept beschrieben worden sind.

II. Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Artikel 1) folgt aus dem Recht der Luftreinhaltung nach Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 des Grundgesetzes (GG), da der – auch in § 1 EEG zum Ausdruck gebrachte – Hauptzweck des gesamten Artikelgesetzes die Treibhausgaseinsparung und damit der Klimaschutz ist, der Bestandteil der Luftreinhaltung ist. Es wird insofern auch auf die Darstellung der Gesetzgebungskompetenz im Rahmen der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008[9] verwiesen. Aufgrund des Sachzusammenhangs können auch die weiteren Artikel dieses Artikelgesetzes auf diese Gesetzgebungskompetenz gestützt werden, da sie in unmittelbarem Zusammenhang mit der Änderung des EEG stehen und zur Umsetzung des EEG erforderlich sind. Die Änderung des Energiesteuergesetzes (Artikel 10) wird darüber hinaus auf Artikel 105 Absatz 2 eine Alternative i. V. m. Artikel 106 Absatz 1 Nummer 2 GG gestützt.

III. Zugrundeliegender Sachverhalt und Erkenntnisquellen

Der EEG-Novelle liegt der EEG-Erfahrungsbericht zugrunde, den die Bundesregierung auf Grund von § 65 EEG am 6. Juni 2011 beschlossen hat. Der EEG-Erfahrungsbericht beschreibt umfassend den zugrundeliegenden energiewirtschaftlichen Sachverhalt sowie die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromversorgung. In diesen Erfahrungsbericht sind wissenschaftliche Untersuchungen einer Vielzahl verschiedener wissenschaftlicher Institutionen eingeflossen, die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt wurden. Diese Erkenntnisquellen wurden ergänzt durch weitere Untersuchungen, die im Auftrag dieses Bundesministeriums sowie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie erstellt wurden, sowie durch ergänzende Stellungnahmen von Forschungsinstitutionen, Unternehmen, Verbänden, Behörden und sonstigen Sachverständigen. Hierauf wird Bezug genommen.

IV. Wesentliche Änderungen zur geltenden Rechtslage

1. Strukturelemente der EEG-Novelle

Die Novelle des EEG ist, wie bereits im EEG-Erfahrungsbericht beschrieben, an den folgenden strategischen Linien ausgerichtet:

a) Ausbau der erneuerbaren Energien dynamisch fortsetzen

Die einleitend benannten Ausbauziele werden in § 1 Absatz 2 EEG verankert. Um sie zu erreichen, müssen die erneuerbaren Energien weiter dynamisch ausgebaut werden. Handlungsbedarf besteht vor allem dort, wo der Ausbau bisher nicht die erforderliche Dynamik entfaltet hat, ohne dabei umwelt- und naturschutzfachliche Anliegen oder andere staatliche Belange, z. B. zum Zwecke der Verteidigung, zu vernachlässigen. Dies ist insbesondere bei der Windenergie auf See der Fall. Daher enthält der Gesetzentwurf gezielte und effektive Verbesserungen der Rahmenbedingungen; z. B. wird durch § 31 Absatz 3 EEG ein optionales Stauchungsmodell eingeführt. Auch in anderen Bereichen, z. B. Geothermie (§ 28 EEG), wird eine deutliche Verbesserung der Finanzierung sichergestellt.

b) An bewährten Grundprinzipien des EEG festhalten

Das EEG schafft für Investoren in erneuerbare Energien ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Entscheidend dafür

---

[9] Bundesratsdrucksache 10/08, S. 62.

sind der Einspeisevorrang, die feste Einspeisevergütung und die Verpflichtung zum Netzanschluss bzw. Netzausbau. Diese Kernelemente sind die Garanten für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die im Gesetzentwurf enthaltenen punktuellen Verbesserungen, z. B. bei dem Einspeisemanagement nach § 11 EEG, verbessern die Effizienz und Effektivität dieser Grundprinzipien.

c) Kosteneffizienz steigern

Die Differenzkosten des EEG beliefen sich 2010 nach aktuellen Schätzungen auf etwa 9 Mrd. Euro. In Anbetracht dieses Gesamtvolumens ist eine möglichst effiziente Förderung erforderlich, um die resultierenden finanziellen Belastungen für die privaten Haushalte und Unternehmen zu begrenzen. Hier ist es in den letzten Jahren zu Fehlentwicklungen gekommen. Daher wird insbesondere die Vergütung für Strom aus Biomasse durch diesen Gesetzentwurf grundlegend neu konzipiert und die Vergütungshöhe abgesenkt (§ 27 EEG).

d) Basis der EEG-Finanzierung sichern

Ein Grundprinzip des EEG ist, dass die daraus resultierenden Kosten über die EEG-Umlage verursachergerecht von allen Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern getragen werden. Da jede Ausnahme hiervon die übrigen Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher zusätzlich belastet, sind Abweichungen von dem Grundprinzip auf die objektiv erforderlichen Bereiche zu begrenzen. Vor diesem Hintergrund werden durch die Novelle des EEG u. a. Missbrauchsmöglichkeiten bei der Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung (§ 40 ff. EEG) unterbunden.

e) Markt- und Systemintegration

Mit zunehmendem Anteil an der Stromversorgung gewinnt die Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und den Stromverbrauchern an Bedeutung. Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert vor diesem Hintergrund eine bedarfsgerechtere Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Zu diesem Zweck wird mit Teil 3a ein eigenständiger Gesetzesteil zur Marktintegration der erneuerbaren Energien in das EEG aufgenommen und die bisher nur rudimentär angelegte Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009) als eigenständige Säule des EEG aufgebaut. Neben den allgemeinen Bestimmungen zur Direktvermarktung (§§ 33a bis 33f EEG) ist die zentrale Neuerung die Einführung einer Marktprämie (§§ 33g, 33h EEG), die für den Bereich der Biogaserzeugung durch eine Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG) flankiert wird.

f) Vereinfachung und Transparenz

Einige Regelungen des EEG 2009 haben nach ihrer Verabschiedung zu Rechts- und Investitionsunsicherheiten geführt; zudem ist die Komplexität des EEG 2009 außerordentlich hoch gewesen, wie insbesondere das Vergütungssystem mit verschiedenen Boni und der Möglichkeit der Kombinationen von Boni und in der Folge mit Fehlentwicklungen für Biomasse zeigt. Durch die Novelle werden zahlreiche Vereinfachungen vorgenommen. So wird etwa die Anlage 4 zum EEG 2009 (Wärmenutzungs-Bonus bei Geothermie) ersatzlos gestrichen, und die Anlagen 1 bis 3 zum EEG 2009 werden spürbar verschlankt und – unter vollständiger Streichung der bisherigen Anlage 2 – auf zwei Anlagen zusammengeführt.

2. Änderungen der EEG-Novelle im Einzelnen

a) Markt-, Netz- und Systemintegration

Mit einer Marktprämie erhalten die EEG-Anlagenbetreiber einen Anreiz, ihre Anlagen marktorientiert zu betreiben (§ 33g EEG). Die Marktprämie i. e. S. ergibt sich als Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem energieträgerspezifischen Referenzmarktwert einschließlich einer Managementprämie, durch die u. a. die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern ausgeglichen werden. Die Marktprämie wird ab dem Jahr 2014 bei großen Biogasanlagen verbindlich vorgeschrieben.

Eine Flexibilitätsprämie fördert gezielt Investitionen in die Fähigkeit zur marktorientierten Stromerzeugung von Biogasanlagen (§ 33i EEG). Diese Prämie ermöglicht Investitionen in größere Gasspeicher und Generatoren, so dass eine Verschiebung der Stromerzeugung um etwa zwölf Stunden ermöglicht wird.

Das sogenannte „Grünstromprivileg“ wird mit der Begrenzung auf 2 ct/kWh fortgeführt (§ 39 EEG). Ein Mindestanteil fluktuierender erneuerbarer Energien von 30 Prozent wird eingeführt.

Die Integration von Fotovoltaikanlagen ins Netz wird vorangetrieben. Die Anlagen werden in das Einspeisemanagement einbezogen (§ 6 Absatz 1 bis 3 EEG). Bei kleinen Fotovoltaikanlagen, für die das Einspeisemanagement zu aufwändig wäre, wird die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70 Prozent begrenzt, um die sehr seltenen Leistungsspitzen zu „kappen“ (§ 6 Absatz 2 EEG).

b) Windenergie an Land

Im Grundsatz wird die Vergütungsstruktur nach dem EEG 2009 fortgeführt. Die Degression wird auf 1,5 Prozent erhöht (§ 20 EEG). Der Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen, der bisher befristet bis 31. Dezember 2013 gewährt werden sollte, wird bereits zum 1. Januar 2012 gestrichen (§ 29 EEG). Der entsprechende Bonus für Bestandsanlagen wird bis 31. Dezember 2015 verlängert (§ 66 Absatz 1 Nummer 8 EEG). Der Repowering-Bonus wird begrenzt auf alte, netztechnisch problematische Anlagen, die bis 2001 in Betrieb genommen wurden (§ 30 EEG).

c) Windenergie auf See

Die sogenannte Sprinterprämie wird in die Anfangsvergütung integriert, der Degressionsbeginn wird von 2015 auf 2018 verschoben und im Gegenzug wird die Degression von 5 auf 7 Prozent erhöht, und es wird das sogenannte optionale Stauchungsmodell eingeführt (§§ 20, 31 EEG).

d) Biomasse

Das Vergütungssystem wird mit vier leistungsbezogenen Anlagenkategorien (Grundvergütung zwischen 6 und 14,3 ct/kWh) und zwei Einsatzstoffvergütungsklassen stark vereinfacht (§ 27 EEG); eine gesonderte Vergütung wird für Bioabfallvergärungsanlagen mit nachgeschalteter Gärrestkompostierung zur Mobilisierung von Abfall- und Reststoffen (§ 27a EEG), eine gesonderte Vergütung für kleine Gülle-

anlagen (§ 27b EEG) und eine gestaffelte Zusatzvergütung für die Biomethaneinspeisung (§ 27c Absatz 2 in Verbindung mit der Anlage 1 zum EEG) eingeführt. Die Degression wird von 1 auf 2 Prozent erhöht (§ 20 EEG). Für Strom aus Biogas wird der Einsatz von Mais und Getreidekorn einschließlich Körnermais auf 50 Masseprozent begrenzt (§ 27 Absatz 5 Nummer 1 EEG); die Vergütung für die Altholzverbrennung und für flüssige Biomasse bei Neuanlagen wird gestrichen.

e) Fotovoltaik

Die bestehende Degressionsregelung („atmender Deckel") wird mit einer halbjährlichen Anpassung beibehalten (§ 20a EEG). Die Eigenverbrauchsregelung wird für Anlagen mit einer Leistung bis 100 Kilowatt befristet fortgeführt (§ 33 Absatz 2). Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die Nationalparks oder Naturschutzgebiete sind, erhalten keine Vergütung.

f) Geothermie

Wärmenutzungs- und Frühstarter-Bonus werden in die Grundvergütung integriert, und diese wird zusätzlich um 2 Cent/kWh erhöht (§ 28 EEG). Der Technologie-Bonus für petrothermale Projekte wird ebenfalls erhöht, und der Beginn der Degression wird auf 2018 verschoben und die Degression zugleich auf 5 Prozent erhöht.

g) Wasserkraft

Die Vergütungsstruktur wird stark vereinfacht und vereinheitlicht und die Degression abgeschafft (§ 23 EEG). Bestehende Speicher bzw. Speicherkraftwerke mit ausschließlich natürlichem Zufluss werden, sofern sie modernisiert werden, ebenfalls künftig förderfähig sein.

h) Deponie-, Klär- und Grubengas

Der Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik wird gestrichen (§§ 24 bis 26 EEG).

i) Besondere Ausgleichsregelung

Die besondere Ausgleichsregelung wird für kleinere und mittlere Unternehmen geöffnet, indem zukünftig Unternehmen ab einem jährlichen Stromverbrauch von 1 GWh (bisher 10 GWh) in den Genuss der Regelung kommen können. Gleichzeitig wird auch die zweite Einstiegsschwelle leicht abgesenkt. Zukünftig können Unternehmen bereits ab einem Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von 14 Prozent einen Antrag stellen. Die zunehmenden Umgehungsversuche (z. B. durch Contracting) werden unterbunden (§ 40 ff. EEG).

j) Clearingstelle

Die Clearingstelle EEG wird fortgeführt und in zahlreichen Details verbessert und in ihrer Effizienz gestärkt (§ 57 EEG).

V. Alternativen

Die mit dem EEG verfolgten Zwecke und Ziele sind durch die Politikvorgaben der Vereinten Nationen und der Europäischen Vorgaben vorgegeben und stehen nicht zur Disposition. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung ist zudem vor dem Hintergrund der wissenschaftlichen Erkenntnisse über den Klimawandel, aber auch vor dem Hintergrund des Reaktorunglücks in Japan alternativlos.

Für die Erreichung dieser Zwecke und Ziele bestehen alternative Fördermöglichkeiten. Die Effizienz und die Effektivität der verschiedenen Fördermodelle werden regelmäßig überprüft und bewertet. Die EU-Kommission hat in ihren Berichten dem deutschen Förderansatz eine hohe Effizienz und Effektivität bescheinigt; dies wird auch durch die wissenschaftlichen Untersuchungen zum EEG-Erfahrungsbericht bestätigt.

VI. Gesetzesfolgen

1. Gewollte und ungewollte Auswirkungen

a) Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 hat sich der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 6,3 Prozent auf über 17 Prozent im Jahr 2010 fast verdreifacht (siehe oben I.). Das noch im EEG 2004 formulierte Ausbauziel, bis 2010 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von mindestens 12,5 Prozent zu erreichen, wurde weit übertroffen. Diese Entwicklung ist ganz überwiegend auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen. Die höchsten Zubauraten entfielen auf die Stromerzeugung aus Windkraft, Biomasse und solarer Strahlungsenergie; seit dem EEG 2009 verzeichneten insbesondere die Biomasse und die Fotovoltaik ein sehr hohes relatives Wachstum. Durch die vorliegende Novellierung des EEG soll sichergestellt werden, dass der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt und die einleitend genannten Ausbauziele (siehe oben I.) erreicht werden und der Ausbau nachhaltig und effizient erfolgt.

b) Beitrag des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum Klimaschutz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. In der Summe konnte durch Strom- und Wärmeerzeugung in EEG-vergüteten Anlagen im Jahr 2009 eine Netto-Minderung der Treibhausgasemissionen von rund 60 Mio. t CO_2-Äquivalenten erreicht werden. Von der gesamten Treibhausgasminderung durch erneuerbare Energien im Jahr 2009 in Höhe von rd. 108 Mio. t CO_2-Äquivalenten wurde damit mehr als die Hälfte durch EEG-geförderte Anlagen erbracht.

c) Arbeitsplätze und Umsätze durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Die erneuerbaren Energien haben sich in den letzten Jahren zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor in Deutschland entwickelt. Dies zeigte sich gerade im Jahr der Wirtschaftskrise 2009, in dem die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen gegen den allgemeinen Trend weiter deutlich zulegen konnten. 2010 stiegen sie erneut um etwa 30 Prozent gegenüber dem Vorjahr und erreichten mit knapp 27 Mrd.

Euro ihren bislang höchsten Stand. Hiervon waren rund 90 Prozent (23,7 Mrd. Euro) dem EEG zuzurechnen. Dazu kommen Umsätze aus erneuerbaren Brennstoffen sowie Betrieb und Wartung der installierten Anlagen in Milliardenhöhe.

Verbunden mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland sowie der dynamischen Entwicklung der Exporte weist auch die Beschäftigung aus erneuerbaren Energien seit Jahren einen deutlichen Aufwärtstrend auf. Aktuelle Forschungsvorhaben für das BMU ermittelten für 2010 insgesamt 367 400 Beschäftigte. Mit 262 100 Beschäftigten waren gut zwei Drittel der Arbeitsplätze auf die Wirkung des EEG zurückzuführen, was die Bedeutung dieses Förderinstruments für den deutschen Arbeitsmarkt untermauert.

Bis 2030 kann sich die Beschäftigung auf mehr als eine halbe Million Beschäftigte weiter erhöhen, abhängig insbesondere von der Entwicklung der Energiepreise sowie den Exporterfolgen der deutschen Erneuerbaren-Energien-Branche.

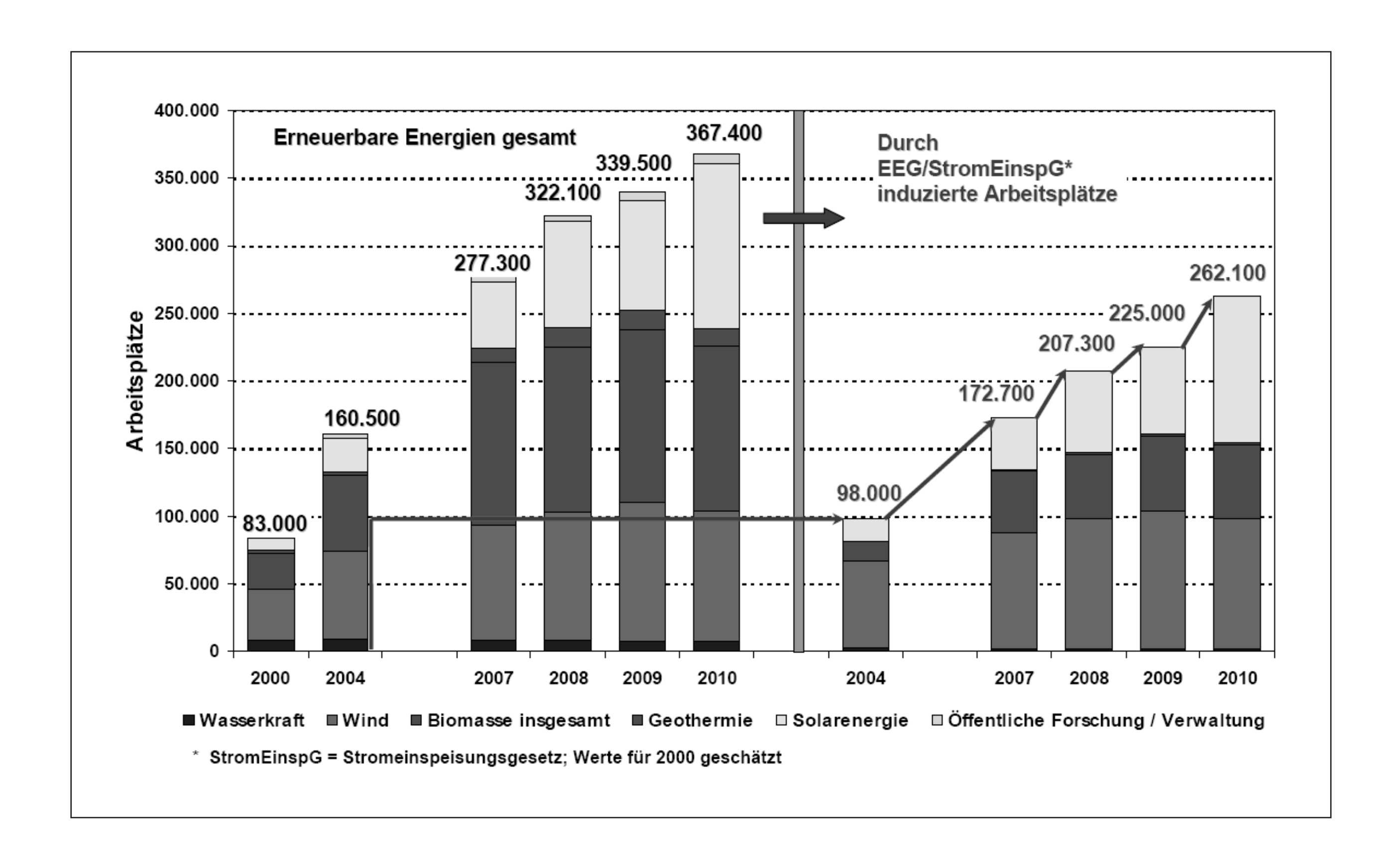
Aktuelle Studie zeigen dabei, dass diese Brutto-Beschäftigungseffekte zwar durch gegenläufige, negative Effekte (Budgetwirkungen aufgrund EEG-bedingt höherer Stromkosten, Verdrängung konventioneller Energieerzeugung) verringert werden, gleichwohl aber auch die Netto-Effekte insgesamt klar positiv sind (2009/2010 ca. 70 000 bis 90 000 Arbeitsplätze).

d) Innovationen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist auch ein wichtiges technologie- und industriepolitisches Instrument. Die im Gesetz vorgegebene Degression der Vergütungssätze (§§ 20, 20a) übt einen dauerhaften Anreiz aus, dass die Anlagen immer effizienter, zuverlässiger oder günstiger angeboten werden müssen, um die Rentabilität von Neuinvestitionen aufrecht zu erhalten.

Deutsche Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche sind dadurch in vielen Bereichen weltweit zu Technologieführern geworden. Durch zahlreiche Innovationen und Großserienproduktion („economies of scale“) ist z. B. bei der Fotovoltaik der Systempreis pro Kilowatt installierter Leistung von rund 14 000 Euro im Jahr 1990 um rund 80 Prozent auf heute unter 3 000 Euro gefallen. Eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten Jahren ist schon absehbar. Bei der Windenergie spiegeln u. a. die zunehmende Leistung sowie Größe der Anlagen den technischen Fortschritt wieder.

Hier zahlt sich der durch das EEG schon früh unterstütze Einsatz innovativer Technologien und deren erfolgreicher Transfer in die industrielle Fertigung aus. Dies gilt zum einen für Anlagenhersteller und Systemanbieter. Dank ihrer konstant hohen Exportquote von etwa 75 Prozent konnten z. B. deutsche Windenergieanlagenhersteller 2009 etwa 17,5 Prozent des weltweit mit Windenergieanlagen generierten Umsatzes erzielen. Zum anderen sind es die Komponentenhersteller und Zulieferbetriebe, die sich ganz erhebliche Weltmarktanteile erarbeitet haben. Dies zeigen nicht zuletzt die deutschen Fotovoltaik-Produktionsmittelhersteller. In 2009 stammte mindestens jede zweite weltweit installierte Produktionsanlage der Fotovoltaikindustrie aus Deutschland. Dabei lag die erzielte Exportquote mit über 80 Prozent sogar noch höher als bei der Windbranche.



e) Weitere Einzel- und gesamtwirtschaftliche Aspekte des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Wesentlicher Kostenfaktor des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist derzeit und in absehbarer Zukunft, dass die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gewährten Vergütungen und Prämien über dem Börsenstrompreis des konventionell erzeugten Stroms liegen. Hieraus resultieren EEG-Differenzkosten, die als EEG-Umlage anteilig auf den gesamten Stromletztverbrauch überwälzt werden. Diese Auswirkungen werden unten näher dargestellt (siehe unten 2.).

Daneben entstehen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung weitere Kosten. Sie sind zum Teil schwierig zu quantifizieren und spielen quantitativ eine deutlich geringere Rolle als die EEG-Differenzkosten:

– Die mit dem politisch und rechtlich geforderten Ausbau der erneuerbaren Energien verbundene Transformation des Energiesystems erfordert in erheblichem Maße Netzausbauaktivitäten. Betroffen sind dabei insbesondere die Übertragungsnetze infolge regional konzentrierter Windstromerzeugung, daneben aber zum Teil auch Verteilnetze aufgrund hoher Fotovoltaik- und Biomasseeinspeisung, insbesondere im ländlichen Raum. Die hierbei entstehenden Kosten sind den erneuerbaren Energien bzw. dem EEG aber nur teilweise zurechenbar, weil sie auch dem zunehmenden Stromhandel und der Einbindung neuer fossiler Kapazitäten dienen (insbesondere Übertragungsnetze). Zudem ist eine Abgrenzung zwischen dem turnusmäßig anfallenden Erneuerungsbedarf einerseits und dem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführenden Ausbau der Verteilnetze andererseits kaum möglich. Hierzu liegen bislang auch keine belastbaren Daten vor.
– Direkt den erneuerbaren Energien zurechenbar sind die Netzanschlusskosten für die Offshore-Windparks. In der dena II-Studie werden dafür rund 340 Mio. Euro pro Jahr angegeben. Dabei wurde allerdings ein Ausbau auf 14 GW bis 2020 unterstellt, was deutlich über den aktuellen Erwartungen liegt.
– Das häufigere Anfahren und der vermehrte Teillastbetrieb von Kraftwerken kann zudem zu zusätzliche Brennstoffkosten führen.

Diese Rechnung ist jedoch noch keine vollständige ökonomische Bilanz des EEG. Neben betriebswirtschaftlichen Effekten hat es auch positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen. Hierzu zählen:

– die Einsparungen beim Import von Steinkohle und Gas nach Deutschland und die damit verbundene Verringerung der Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten. Allein 2009 konnte die erneuerbare Stromerzeugung fossile Energieimporte im Wert von über 2,2 Mrd. Euro einsparen; hiervon sind etwa 80 Prozent dem EEG zuzuschreiben. Hieraus resultieren neben einheimischer Wertschöpfung z. B. auch außenpolitische Vorteile: Angesichts der künftig weiter zunehmenden Konzentration knapper fossiler Energie in politisch instabilen Regionen ist der maßgeblich vom EEG geprägte Weg in das regenerative Zeitalter eine wesentliche Voraussetzung für künftige Energiesicherheit und – hieraus folgend – politische Unabhängigkeit. Im Hinblick auf Terror- oder Proliferationsgefahren hat eine weitgehend dezentrale, regenerativ ausgerichtete Energieversorgung auch sicherheitspolitische Vorteile gegenüber einem zentral organisierten, fossil-nuklearen Energiesystem;
– die Vermeidung von externen Schadenskosten. Im Vergleich zur erneuerbaren Stromerzeugung verursacht die Stromerzeugung durch fossile Energieträger deutlich höhere Klima- und Umweltschäden. Diese werden bislang weitgehend noch nicht verursachergerecht den Strompreisen zugerechnet, sondern sind von der Allgemeinheit zu tragen. Die eingesparten Klima- und Umweltschadenskosten fossiler Energieträger sind aus systemanalytischer Sicht den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien gegenüber zu stellen. Bei Ansatz eines wissenschaftlich gestützten Schätzwerts von 70 Euro pro Tonne CO_2 und Berücksichtigung aller Luftschadstoffe und Treibhausgase hat die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2009 nach aktuellen Berechnungen Schäden von insgesamt rd. 5,7 Mrd. Euro vermieden.

Daneben hat das EEG selbst auch eine Preis senkende Wirkung im Strommarkt. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen belegen dies insbesondere für den Spotmarkt, wo in Zeiten hoher Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage der Börsenpreis sinkt. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt betrug nach wissenschaftlichen Untersuchungen für das BMU in den Jahren 2006–2009 jeweils etwa 0,6 Cent/kWh (näheres hierzu unter 2.).

f) Verringerung der Marktkonzentration im Stromsektor

Nach aktuellen Markterhebungen befand sich Ende 2009 rund 50 Prozent der gesamten in Deutschland installierten Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungskapazität in der Hand von Privatpersonen und Landwirten. Die vier ehemaligen Strom-Verbundunternehmen hielten nur einen Anteil von deutlich unter 10 Prozent; mit klarem Abstand hinter anderen Eigentümergruppen (z. B. Projektierern oder Banken/Fonds). Auch wenn diese vier Unternehmen in Zukunft ihr Engagement bei erneuerbaren Energien deutlich verstärken wollen (insbesondere im Kontext der Windenergie auf See), wird der unter Wettbewerbsgesichtspunkten bedenklichen Marktkonzentration im Stromsektor durch das EEG effektiv entgegengewirkt.

g) Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Natur und Landschaft

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sind außerdem Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält deshalb Regelungen, um negative Auswirkungen möglichst zu vermeiden bzw. zu minimieren und eine nachhaltige Ausgestaltung zu fördern. So knüpfen die Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bei der Wasserkraft weiterhin an einen guten ökologischen Zustand der Gewässer an. Die Vergütung von Strom aus Fotovoltaikanlagen auf Freiflächen wird an die Aufstellung eines Bebauungsplans gebunden und der Strom aus Neuanlagen in besonders schützenswerten Gebieten nicht mehr gefördert. Im Rahmen der Erzeugung von Strom aus Biomasse wird durch die neue Vergütungsstruktur versucht, negative natur- und umweltrelevante Auswirkungen zu begrenzen. Die beim Anbau von Biomasse für den Biogassektor zu beobachtende starke Fokussierung auf

Mais als dominierendes Substrat ist aufgrund der negativen Auswirkungen auf die Biodiversität, aufgrund der Auswirkungen auf den Wasserbereich und aus agrarwirtschaftlichen Gründen problematisch. In der Öffentlichkeit wird diese Monotonisierung unter dem Schlagwort „Vermaisung der Landschaft“ kritisch bewertet. Dem einseitigen Anbau bestimmter Energiepflanzen wie vor allem von Mais wird durch eine neu eingeführte Deckelung des Einsatzes von Mais und Getreidekorn in Biogasanlagen entgegengewirkt, ohne die Förderung dieser für die Stromerzeugung aus Biomasse wichtigen Substrate unterhalb des Höchstanteils einzuschränken. Damit soll zugleich ein Anreiz geschaffen werden, andere Einsatzstoffe, vor allem ökologisch vorteilhafte Substrate, intensiver zu mobilisieren. Zugleich sind durch die Abschaffung des sogenannten „Gülle-Bonus“ einerseits und die Entkopplung der einsatzstoffbezogenen Vergütung für Gülle von der für nachwachsende Rohstoffe wie Mais andererseits pachtpreisentlastende Effekte vor allem in einigen Regionen mit hoher Viehbestandsdichte zu erwarten.

Besonders intensiv untersucht wurden in den letzten Jahren die Umwelt- und Naturschutzauswirkungen der Nutzung der Windenergie an Land und auf dem Meer. Negative Effekte wie die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, die Störung von Anwohnern und Erholungssuchenden, aber auch von Tieren durch Lärm, Schattenwurf, Lichtreflexe usw. sowie die Kollisionsraten von Vögeln und Fledermäusen sind aufgrund des Zusammenspiels der Regelungen des EEG mit dem Raumordnungs- oder Zulassungsrecht, von Ausnahmen abgesehen, durch eine geeignete Standortwahl weitgehend beherrschbar. Bei Offshore-Windkraftanlagen sind aus Naturschutzsicht besonders wertvolle Flächen explizit von einer Vergütung ausgenommen.

Neben der Berücksichtigung möglicher negativer Auswirkungen auf Natur und Landschaft sind die positiven Klimawirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien hervorzuheben. Erneuerbare Energien tragen dazu bei, die Folgeschäden der Klimaänderungen zu vermindern. Dies leistet auch einen Beitrag für den Schutz von Natur und Landschaft.

2. Kosten für die öffentlichen Haushalte

Unmittelbare Kosten für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) entstehen in dem Maße, wie sich dort die Strombezugskosten durch eine steigende EEG-Umlage erhöhen. Diese Wirkungen werden unten genauer dargestellt (siehe unten 3.).

Außerdem ist nicht auszuschließen, dass infolge der Setzung von Anreizen für die Direktvermarktung von Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mittelfristig die Stromsteuerbefreiung in § 9 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b des Stromsteuergesetzes verstärkt in Anspruch genommen wird. Da nicht absehbar ist, wie sich die Direktvermarktung entwickelt und welche Mengen des direkt vermarkteten Stroms von Letztverbrauchern in räumlichem Zusammenhang zu der Anlage entnommen werden, können die möglichen Einnahmeausfälle nicht beziffert werden. Die weitere Entwicklung bleibt zu beobachten.

Infolge der um weitere zwei Jahre verlängerten Förderung des Eigenverbrauchs von Strom aus Fotovoltaikanlagen ist ferner mit Einnahmeausfällen bei der Stromsteuer in einer Höhe von möglicherweise bis zu einem unteren zweistelligen Millionenbereich jährlich zu rechnen.

Für den Bund entstehen darüber hinaus geringfügige weitere Kosten, weil der kontinuierliche weitere Ausbau der erneuerbaren Energien sowie vorgeschlagene Änderungen im EEG insbesondere an drei Stellen zusätzlichen Aufwand verursachen. Dies betrifft den Betrieb der Clearingstelle nach § 57 EEG sowie die Tätigkeiten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und der Bundesnetzagentur, die bereits im geltenden Recht etabliert sind und sich bewährt haben.

Im Einzelnen

– Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien und die Ausbauziele der Bundesregierung, wie sie in § 1 Absatz 2 EEG gesetzlich verankert werden, bedingen einen größeren Arbeitsaufwand bei der Clearingstelle als Folge der steigenden Marktanteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Die Clearingstelle genießt inzwischen eine hohe Akzeptanz. Mit diesem Anstieg der Aufgaben wird eine moderate Erhöhung des Mittelvolumens erforderlich. Diese Mehrkosten fallen zwar bei dem privatrechtlich organisierten Betreiber der Clearingstelle an (siehe unten zu § 57 EEG); hierfür wird der Betreiber jedoch auf Grund der gesetzlichen Verpflichtung nach § 57 EEG finanziell durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert. Eine moderate Erhöhung des Mittelvolumens für den Betrieb der Clearingstelle erscheint wegen steigender Aufgaben und des kontinuierlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien angemessen. Darüber hinaus prüft die Clearingstelle die Einführung von Entgelten bei kontradiktorischen Verfahren für das Jahr 2012. Darüber hinaus werden ab 2013 Entgelte für kontradiktorische Verfahren nach Maßgabe der Verfahrensordnung erhoben.

– Die vorgeschlagenen Änderungen des § 40 ff. EEG werden bei dem mit der Administrierung der besonderen Ausgleichsregelung betrauten Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) voraussichtlich zu einem insgesamt spürbar erhöhten Arbeitsaufwand und – hiermit verbunden – auch Personalbedarf führen. Zwar verringert der künftig eingeschränkte Nutzerkreis Missbrauchsmöglichkeiten und damit in gewissem Umfang auch die Zahl der bislang begünstigten Unternehmen, insbesondere aus dem Bereich der Energiewirtschaft. Den hieraus resultierenden Entlastungen beim BAFA stehen aber insbesondere die mit den künftig abgesenkten Eingangsschwellen (§ 41 Absätze 1 und 3 EEG) verbundenen, voraussichtlich deutlich erhöhten Fallzahlen und der gerade bei neuen Antragstellern erfahrungsgemäß oft deutlich höhere Informationsbedarf gegenüber. Erste Abschätzungen, die allerdings durch das Fehlen statistischer Daten ganz erheblich unsicherheitsbehaftet sind, halten kurz- und mittelfristig eine Verdreifachung der bisherigen Antragszahlen (2010: rd. 650) für möglich. Dies geht einher mit einem entsprechenden Personalbedarf, der derzeit ermittelt wird.

– Die vorgeschlagenen Änderungen in § 61 EEG werden bei der Bundesnetzagentur zu einem erhöhten Personalbedarf führen.

Zusätzlich wird eine neue Berichtspflicht für den Bund eingeführt, die mit neuen Kosten verbunden sind, nämlich die Pflicht zur Erstellung eines jährlichen Monitoringberichts durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit nach § 65a EEG.

Die Kosten für den Bund werden von den betroffenen Ressorts im Rahmen der für ihre Einzelpläne geltenden Finanzplanansätze gedeckt. Über (Plan-)Stellen in den jeweiligen Personalhaushalten wird unter Berücksichtigung vorhandener Ressourcen in den jeweiligen Haushaltsaufstellungsverfahren zu entscheiden sein.

3. Kosten für Wirtschaft sowie Verbraucherinnen und Verbraucher

Die Kosten der vorgeschlagenen Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Wirtschaft und die Verbraucher werden davon bestimmt, wie sich diese Änderungen auf die EEG-Differenzkosten und, hiervon abgeleitet, auf die von den Stromverbraucherinnen und -verbrauchern zu tragende EEG-Umlage auswirken. Entscheidend sind letztlich die hieraus resultierenden Strompreisänderungen bei den Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern.

Nach dem in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vorgegebenen Verfahren ergeben sich die EEG-Differenzkosten als Differenz zwischen den an die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber geleisteten Vergütungs- und Prämienzahlungen und den Erlösen aus der Vermarktung des nach § 16 EEG vergüteten EEG-Stroms an der Börse. Ihre Höhe hängt einerseits von den Vergütungs- und Prämienzahlungen, andererseits von dem in Abzug zu bringenden Wert der an der Börse von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommengen ab. So führen steigende Strompreise an der Börse zu höheren Einnahmen beim Verkauf des EEG-Stroms an der Börse und damit tendenziell zu einem Sinken der EEG-Differenzkosten. Auf der anderen Seite ist bei dem angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer Zunahme der Vergütungs- und Prämienzahlungen zu rechnen. Dies wirkt differenzkostenerhöhend.

Die Differenzkosten werden anteilig auf den gesamten an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferten EEG umlagepflichtigen Strom umgelegt. Dieser Quotient, die sogenannte EEG-Umlage, wird wesentlich auch davon bestimmt, wie sich der Letztverbrauch entwickelt. Vermindert sich diese Größe, z. B. durch Sonderregelungen im EEG (sogenanntes Grünstromprivileg nach § 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009 bzw. § 39 EEG 2012; besondere Ausgleichsregelung nach § 40 ff. EEG) oder gezielte Ausweichstrategien, erhöht sich die EEG-Umlage. Diese ist Teil der Strombeschaffungskosten der Vertriebe und wird von diesen bislang in aller Regel in voller Höhe auf die Endkundenpreise aufgeschlagen.

Wegen der erheblichen Prognoseunsicherheiten bei den oben genannten Einflussgrößen sind Abschätzungen zur künftigen Entwicklung der EEG-Umlage selbst auf kurze Zeit stark unsicherheitsbehaftet. So hatten die Übertragungsnetzbetreiber im Oktober 2010 für das Jahr 2011 Differenzkosten von insgesamt 13,5 Mrd. Euro und eine EEG-Umlage von rd. 3,5 Cent pro Kilowattstunde für alle nicht von der besonderen Ausgleichsregelung profitierenden Endkunden (neben Haushalten auch andere gewerbliche oder industrielle Abnehmer) prognostiziert. Hiervon entfielen etwa 0,3 Cent pro Kilowattstunde für eine in 2011 nachzuholende Unterschätzung der EEG-Umlage für 2010. Ohne diese Nachholeffekte und gestützt auf aktuelle Marktdaten erwartet eine wissenschaftliche Untersuchung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Erfahrungsberichts für 2011 lediglich Differenzkosten von rund 11 Mrd. Euro bzw. eine jahresscharfe Umlage von etwa 2,7 Cent pro Kilowattstunde.

Auf Grundlage des geltenden EEG steigen die EEG-Differenzkosten nach dieser Untersuchung bis 2015 dann noch auf ein Maximum von 12 Mrd. Euro (bzw. 3,0 Cent pro Kilowattstunde), um anschließend über 10,5 Mrd. Euro (2020) bis zum Jahr 2030 deutlich und kontinuierlich auf rd. 2,6 Mrd. Euro zurückzugehen. Alle diese Werte sind inflationsbereinigt, d. h. in realen Größen, angegeben.

Die Änderungen am EEG-Vergütungssystem, die im vorliegenden Gesetzentwurf gegenüber dem EEG 2009 vorgenommen werden, haben in der Summe voraussichtlich keine erheblichen Auswirkungen auf die oben genannten Kostengrößen. In den bislang noch hoch vergüteten und mengenmäßig relevanten Sparten neutralisieren sich die Anpassungen zumindest teilweise. Im Bereich der Biomasse fallen die Vergütungssätze durch die Neugestaltung der Vergütungsstrukturen niedriger aus, bei der Windenergie auf See und Geothermie kommt es gegenüber dem EEG 2009 zu höheren Vergütungen. Bei Strom aus Fotovoltaikanlagen gibt es dagegen keine signifikanten Änderungen gegenüber den bereits im Jahr 2010 vorgenommenen Änderungen. So wird insbesondere die Beibehaltung der Regelungen zum „atmenden Deckel“, der durch die EEG-Novelle aus dem Jahr 2010 umgestaltet und erweitert wurde, dazu führen, dass der Kostenanstieg der vergangenen Jahre, der teilweise auf einen starken Ausbau der Fotovoltaik zurückzuführen war, wirksam begrenzt wird.

Als maximale Abweichung liegen die jährlichen EEG-Differenzkosten nach den Regelungen des Gesetzentwurfs um das Jahr 2020 etwa 900 Mio. Euro über ihrem Wert bei einem unveränderten EEG. Diese Differenz nimmt danach wieder ab. Ab etwa 2025 sind dann infolge der vorgeschlagenen Änderungen sogar geringfügig niedrigere Differenzkosten zu erwarten. Kumuliert über einen Zeitraum 2012 bis 2030 führen die Änderungen unter ansonsten gleichen Rahmenbedingungen gegenüber dem geltenden EEG nur zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten von insgesamt etwa 6 Mrd. Euro.

In der EEG-Umlage schlägt sich dies nur sehr geringfügig nieder. Im Jahr 2020 würde die EEG-Umlage infolge der vorgeschlagenen Änderungen, u. a. durch die Einführung des „Stauchungsmodells“ bei Windenergie auf See, maximal um etwa 0,3 Cent pro Kilowattstunde höher liegen als bei unverändert geltendem EEG. Für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3 500 kWh ergäben sich hieraus zusätzliche Kosten von maximal rund 90 Cent pro Monat. Danach verringert sich der Unterschied wieder. Etwa ab dem Jahr 2025 könnte die EEG-Umlage dann infolge der vorgeschlagenen Änderungen geringfügig

unter ihrem Wert bei unverändert geltendem EEG liegen (maximal um ca. 0,1 Cent pro Kilowattstunde niedriger).

Insgesamt erwartet die oben genannte Untersuchung für das BMU, dass die monatlichen EEG-Kosten eines Referenzhaushalts (Stromverbrauch 3 500 kWh/a) bei Umsetzung der Änderungen von etwa 6,50 Euro (2010) auf ein Maximum von etwa 9,50 Euro im Jahr 2015 steigen, um danach bis 2030 deutlich bis auf etwa 2 Euro pro Monat zurückzugehen (2020: 8,90 Euro). Die tatsächlichen Kostenwirkungen schwanken in der Praxis allerdings stark in Abhängigkeit vom tatsächlichen Stromverbrauch und der Anzahl der haushaltszugehörigen Personen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die genannten realen Größen infolge der Inflation de facto etwas höher liegen werden als in den genannten Modellrechnungen.

Ein um 0,3 Cent pro Kilowattstunde erhöhter Strompreis würde bei einem voll umlagepflichtigen gewerblichen Stromabnehmer (Jahresstromverbrauch 1 Gigawattstunde) jährliche Mehrkosten von 3 000 Euro verursachen. Die von der besonderen Ausgleichsregelung begünstigten Unternehmen wären hiervon gar nicht bzw. nur in äußerst geringem Umfang betroffen, weil ihre EEG-Kosten begrenzt sind.

Gesondert zu betrachten sind die Kostenwirkungen der im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen der besonderen Ausgleichsregelung. Durch die Absenkung der unteren Einstiegsschwellen wird sich deren Inanspruchnahme ggf. deutlich erhöhen, was mit steigender Umverteilung auch die EEG-Umlage aller nicht privilegierten Strombezieher erhöhen wird. Die Einschränkung der Inanspruchnahme auf Unternehmen der Branchenklassen B und C wirkt dem voraussichtlich nur in geringerem Maße entgegen. Aus Mangel an belastbaren Daten sind die Gesamtwirkungen derzeit nur äußerst schwer abschätzbar. Im Saldo könnte sich die Umverteilungswirkung der besonderen Ausgleichsregelung um etwa 300 Mio. Euro pro Jahr erhöhen. Die EEG-Umlage der nicht privilegierten Stromkunden würde hierdurch in einer Größenordnung von etwa 0,1 Cent pro Kilowattstunde steigen.

Für ein aufgrund seiner niedrigen Stromintensität nicht privilegiertes Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von 5 GWh würde dies gegenüber der bisherigen Rechtslage zu geringfügigen jährlichen Mehrkosten in Höhe von etwa 5 000 Euro führen. Gleichzeitig würden zahlreiche bislang nicht begünstigte mittelständische Unternehmen entlastet. Ein nach der bisherigen Regelung gerade noch nicht begünstigtes Unternehmen (Stromverbrauch knapp 10 GWh) hätte durch die Anpassungen der besonderen Ausgleichsregelung z. B. eine Entlastung von rund 290 000 Euro. Für Unternehmen mit noch höherem Stromverbrauch, die durch die Absenkung des Schwellenwertes für Stromintensität auf 14 Prozent künftig erstmals in den Genuss der Regelung kommen, entstünde eine u. U. noch deutlich höhere Begünstigung.

Neben den dargelegten EEG-Differenzkosten hat das EEG jedoch auch preissenkende Wirkungen im Strommarkt. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen belegen dies insbesondere für den Spotmarkt, wo in Zeiten hoher Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage der Börsenpreis sinkt. Insbesondere in Starkwindzeiten, aber auch an sehr sonnenreichen Tagen führte ein hohes Angebot an Strom aus Windkraft oder Fotovoltaik zu einem sehr niedrigen Börsenpreis. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt betrug nach wissenschaftlichen Untersuchungen für das BMU in den Jahren 2006 bis 2009 jeweils etwa 0,6 ct/kWh; er dürfte 2010 in einer ähnlichen Größenordnung gelegen haben. Vor diesem Hintergrund ist der deutliche Rückgang der Börsenstrompreise nicht nur konjunkturbedingt, sondern auch als Folge der seit 2010 laut Ausgleichsmechanismusverordnung praktizierten Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse zu erklären. In welchem Ausmaß sich dies auf die Strombeschaffungskosten der Vertriebe und – hieran anschließend – auf die Strompreise auswirkt, hängt stark vom jeweiligen Marktverhalten ab und wird unterschiedlich bewertet. Unstrittig ist jedoch, dass der jüngste Rückgang der Beschaffungspreise Spielraum bietet, die gestiegene EEG-Umlage zumindest teilweise zu kompensieren.

Inwieweit dies geschieht, hängt nicht zuletzt von einem funktionierenden Wettbewerb und damit auch davon ab, inwieweit Stromverbraucher entsprechende Preiserhöhungen akzeptieren bzw. von der Möglichkeit Gebrauch machen, den Stromlieferanten zu wechseln. In besonderer Weise dürften die aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Unternehmen vom Merit-Order-Effekt profitieren, da diese ihren Strombedarf zumindest teilweise über die Börse decken.

4. Bürokratiekosten

Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden die Bürokratiekosten des EEG insgesamt steigen, da der politisch gewünschte Ausbau der erneuerbaren Energien die für die Bürokratiekostenberechnung maßgebliche Fallzahl, nämlich die in Deutschland betriebenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas, auch mit Blick auf bereits bestehende und nach diesem Gesetz fortgeltenden Informationspflichten, erhöht. Ungeachtet dessen wirkt sich auch die vorliegende Novelle des EEG auf die Bürokratiekosten aus:

Die in dem Gesetzentwurf vorgesehenen Informationspflichten entsprechen teilweise dem geltenden Recht und werden lediglich aus systematischen oder redaktionellen Gründen geändert, ohne dass sich hierdurch Änderungen der Informationspflichten selbst ergeben. Hier sind insbesondere die folgenden Informationspflichten zu nennen:

1. § 17 Absatz 2 Nummer 1 EEG – Meldung von Standort und installierter Leistung von Fotovoltaikanlagen an die Bundesnetzagentur: Hierdurch wird die für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber bestehende Informationspflicht nach § 16 Absatz 2 Satz 2 EEG 2009 lediglich an einen neuen Standort überführt.

2. § 52 EEG – Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Wälzung sowie Änderungen in der Ausgleichsmechanismusverordnung: Diese Pflichten waren bisher vollständig in der Ausgleichsmechanismusverordnung geregelt und werden mit der EEG-Novelle teilweise in das Gesetz überführt. Zusätzliche Informationspflichten sind damit nicht verbunden, daher werden diese im Folgenden nicht gesondert aufgeführt.

3. § 64e i. V. m. § 17 Absatz 2 Nummer 2 EEG – Ermächtigung der Bundesregierung zur Einführung eines allgemeinen Anlagenregisters und, sobald dieses eingeführt ist, Antrag auf Eintragung der Anlagen in dieses Register:

Hierdurch werden die bestehende Ermächtigung nach § 64 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2009 sowie die für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber vorgesehene Informationspflicht nach § 16 Absatz 2 Satz 1 EEG 2009 lediglich an neue Standorte überführt; hiermit ist keine inhaltliche Änderung verbunden. Im Übrigen entsteht die Informationspflicht nur und erst dann, sofern die Bundesregierung von dieser Verordnungsermächtigung gebrauch macht. Die Bürokratiekosten werden dann bei Verabschiedung der Verordnung geprüft und bewertet.

Nachfolgend werden zunächst alle Informationspflichten dargestellt, die durch das vorliegende Gesetz neu eingeführt oder inhaltlich bzw. hinsichtlich des Kreises der Informationspflichtigen geändert werden. Hierbei ist insbesondere die bestehende Informationspflicht zu nennen, wonach Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber bis zur Inbetriebnahme ihrer Anlage die Inanspruchnahme einer Förderung nach dem EEG ihrem Netzbetreiber mitteilen müssen. Diese Informationspflicht ist seit jeher Bestandteil des EEG. Sie wird durch die Novelle des EEG geringfügig erweitert, weil bei dieser Mitteilung in Einzelfällen weitere Angaben gemacht werden müssen (z. B. die Inanspruchnahme der Marktprämie anstelle der festen Einspeisevergütung, die Inanspruchnahme des sogenannten Stauchungsmodells nach § 31 Absatz 3, die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 33i oder die Inanspruchnahme der besonderen Übergangsregelungen für Wasserkraftanlagen nach § 66 Absatz 6 oder für Biomasseanlagen nach § 66 Absatz 7). Hierdurch wird jeweils die bestehende Informationspflicht so geringfügig erhöht, dass der zeitliche Mehraufwand für das Ausfüllen der Mitteilung an den Netzbetreiber unter fünf Minuten liegen dürfte. Diese Erweiterungen der Informationspflichten sind nur mit marginal erhöhten Bürokratiekosten verbunden, die zugleich mit einer Erweiterung der unternehmerischen Handlungsspielräume und dadurch Entscheidungsfreiheiten einhergehen. Sie werden daher nachfolgend nicht berücksichtigt.

Im Übrigen werden alle neuen Informationspflichten sowie Änderungen bestehender Informationspflichten nachfolgend tabellarisch dargestellt; dies betrifft insbesondere die Informationspflichten aus der Einführung der Markt- sowie der Flexibilitätsprämie, der Neugestaltung des sogenannten Grünstromprivilegs und den Änderungen des Ausgleichsmechanismus (Tabelle 1). Im Anschluss werden die durch das vorliegende Gesetz aufgehobenen Informationspflichten dargestellt, die insoweit die Bürokratiekostenbelastung für die betroffenen Akteure gegenüber der bisherigen Rechtslage reduzieren (Tabelle 2).

VII. Zeitliche Geltung

Eine Befristung des Artikelgesetzes ist geprüft, aber abgelehnt worden. Eine Befristung wäre mit dem in § 1 Absatz 2 EEG postulierten Langfristziel nicht vereinbar: Es ist Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen.

VIII. Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht

1. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Der Europäische Gerichtshof hat in der Entscheidung Preussen-Elektra[10] festgestellt, dass das Stromeinspeisungsgesetz mit den Beihilfevorschriften und den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts vereinbar war. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist, soweit es für die europarechtliche Beurteilung relevant ist, mit der Konstruktion des Stromeinspeisungsgesetzes identisch und daher ebenfalls mit dem primärrechtlichen Beihilfenrecht vereinbar. Die Europäische Kommission hat daher am 22. Mai 2002 entschieden, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz keine staatliche Beihilfe im Sinne des Europarechts darstellt. Die Ausführungen des Europäischen Gerichtshofs, mit denen er auch die Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit bejaht hat, sind grundsätzlich ebenfalls auf das EEG übertragbar. Allerdings geht seit dem 25. Juni 2009 die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen als Nachfolgerin der Richtlinie 2001/77/EG als Sonderregelung den Vorschriften des AEUV über den freien Warenverkehr vor. Die Richtlinie 2009/28/EG sieht in Artikel 3 Absatz 2 die nationalen Förderregeln einschließlich von Systemen mit einer festen Einspeisevergütung oder Prämienzahlung als zentrales Instrument für die Erreichung der Ziele im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und gewährt Mitgliedstaaten vorbehaltlich der Regeln des Beihilfenrechts die Möglichkeit, zu entscheiden, inwieweit Energie aus erneuerbaren Quellen, die im Ausland erzeugt wurde, in die nationalen Fördersysteme einbezogen wird. Damit ist klargestellt, dass die Beschränkung der EEG-Förderung auf Anlagen, die im Inland errichtet werden, mit dem Europarecht vereinbar ist. Die für den Strombereich im Übrigen relevanten Anforderungen der Richtlinie 2009/28/EG wurden mittlerweile durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“, das am 1. Mai 2011 in Kraft getreten ist, umgesetzt (sogenanntes EEG 2011, siehe oben).

Die in § 64b EEG normierte Verordnungsermächtigung zur Festlegung von Nachhaltigkeitsanforderungen für die Stromerzeugung aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse eröffnet die Möglichkeit, neben den bereits durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG formulierten Nachhaltigkeitsanforderungen an die Nutzung flüssiger Biomasse zukünftig auch für die Verwendung fester und gasförmiger Biomasse Nachhaltigkeitsanforderungen festzulegen, soweit dies mit den – für feste und gasförmige Biomasse im Elektrizitätssektor noch ausstehenden – europäischen Vorgaben vereinbar ist. Die Bundesregierung wird sich auf europäischer Ebene dafür einsetzen, die Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinie 2009/28/EG auf alle Bioenergieträger auszudehnen. Hierbei sollen auch die Effekte indirekter Landnutzungsänderungen im Rahmen der Treibhausgasbilanzen in angemessener Weise berücksichtigt werden.

---

[10] EuGH, Urteil vom 13. März 2001 – C-379/98.

Tabelle 1: Neue Informationspflichten und Kosten pro Jahr

Lfd. Nr.	Vorschrift	Inhalt der IP	Informations-pflichtiger	Aufwand (Kosten pro Fall)	Fallzahl (Jahr)	Häufig-keit	Aufwand (Summe gerundet)	Neue IP / Änderung einer bestehenden IP
1	§ 23 Absatz 4 EEG	Pflicht zum Nachweis der Einhaltung der ökologischen Anforderungen bei Inbetriebnahme oder Neuinbetriebnahme	Anlagenbetreiberinnen und Anlagen-betreiber von Wasserkraftanla-gen	Kostenfaktor aus Bestandsmessung (vereinfachtes Verfahren): 0,80 EUR	320, davon ca. 280 Modernisierungen	1,0	256 EUR Vorherige Belastung der IP: 15 Euro Mehrbelas-tung: 241 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 23 Absatz 5 EEG 2009)
2	§ 27 Absatz 5, 1. Hs. i.V.m. Absatz 1 und Absatz 2, Absatz 6 Nummer 4, § 27a EEG	Nachweisführung zum Erhalt der Grundvergütung bzw. der einsatzstoffbezogenen Vergütung darüber, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden (Einsatzstoff-Tagebuch), ggf. einschließlich des Nachweises der Einhaltung des „Mais-/ Getreidedeckels“ (ebenfalls Einsatzstoff-Tagebuch)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagen-betreiber von Biomasseanlagen	Aus Bestandsmessung: 18,70 EUR Zeitaufwand 30 Min., Lohnsatz 37,40 EUR	ca. 1 500 Neuanlagen	1,0	28 050 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 27 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2009)
3	§ 27 Absatz 6 Nummer 2 i.V.m. Absatz 4, § 27a EEG	Nachweis der Mindestwärmenutzung als alternative Vergütungsvoraussetzung (Umweltgutachten)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagen-betreiber von Biomasseanlagen	1 242 EUR Zeitaufwand: 64,5 Min., Lohnsatz: 38,70 EUR. Zusätzlich fallen durchschnittlich 1 200 EUR je Umweltgutachten an.	ca. 1.500	1,0	1 863 000 EUR Vorherige Belastung der IP: 3 000 EUR Mehrbelas-tung: 1 860 000 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 27 Absatz 4 Nummer 3 i.V.m. Anlage 3 Nummer II EEG 2009)

4	§ 27 Absatz 6 Nummer 3 i.V.m. Absatz 4 Nummer 2	Nachweis der Mindestgüllenutzung als alternative Vergütungsvoraussetzung (Umweltgutachten)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biogasanlagen	1 242 EUR Aufwand vergleichbar mit Aufwand aus Nummer 3	Bereits in den Kosten zu Nummer 3 enthalten	1,0	Mehrbelastung: 3 105 000 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (Nummer VI.2.b der Anlage 2 EEG 2009)
5	§ 27b Absatz 1 Nummer 2 EEG	Nachweisführung mittels Massenbilanzsystem	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan, Klärgas, Deponiegas und Speichergas aus dem Erdgasnetz	3 EUR In Anlehnung an § 17 Absatz 1 BioSt-NachV: Zeitaufwand 5 Min., Lohnsatz 34,60 EUR.	ca. 500	1,0	Mehrbelastung: 1 500 EUR	Neue Informationspflicht
6	§ 33d Absatz 2 – 4; § 33f EEG	Mitteilung von Wechseln zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung oder verschiedenen Formen der Direktvermarktung	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber	3 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand 5 Min., Lohnsatz 38,70	ca. 11 350	1	Mehrbelastung: 36 000 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 17 Absatz 2 EEG 2009)
7	§ 33i Absatz 1 Nummer 3 EEG	Registrierung einer Biogasanlage bei der Bundesnetzagentur	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biogasanlagen	ca. 19 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand für Registrierung 30 Min., Lohnsatz 38,70 EUR.	bis zu 800	1 *	Mehrbelastung: bis zu 15 000 EUR	Neue Informationspflicht
8	§ 33i Absatz 1 Nummer 4 EEG	Mitteilung der Inanspruchnahme der Prämie, Übermittlung der Registrierungsbescheinigung und des Umweltgutachtens an den Netzbetreiber	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biogasanlagen	995 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand 64,5 Min. zzgl. 5 Min. für Mitteilung der Inanspruchnahme der Prämie. Lohnsatz 38,70 EUR zzgl. Kosten für Umweltgutachter	bis zu 800	1 *	Mehrbelastung: 796 000 EUR	Neue Informationspflicht

9	§ 36 Absatz 1 bis 3 EEG	Erfassungs- und Abrechnungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber im bundesweiten Ausgleich	Übertragungsnetz-betreiber	415 000 EUR Bei Annahme eines um 5% höheren Zeitaufwands gegenüber der vorherigen Regelung (zwei getrennte Informationspflichten) entstehen pro Fall Kosten i.H.v. ca. 138 000 Euro (Zeitaufwand ca. 222 000 Min. bei einem Lohnsatz von 37,32 Euro) und ca. 97 000 Euro (Zeitaufwand ca. 153 000 Min. bei einem Lohnsatz von 37,90 Euro + 180 000 Zusatzkosten für das Testat).	4	1	1 660 000 EUR Vorherige Belastung der IP: 1 614 000 EUR Mehrbelastung: 46 000 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 36 EEG 2009)
10	§ 39 Absatz 1 Nummer 2 EEG	Mitteilung der Inanspruchnahme des sogenannten Grünstromprivilegs	Elektrizitätsversor-gungsunternehmen	ca. 6 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand aufgrund von Erfahrungswerten bei ähnlichen Pflichten 9 Min. bei einem Lohnsatz von 38,70 EUR	ca. 20	0,1	0 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009)
11	§ 39 Absatz 1 Nummer 3 EEG	Nachweis der Voraussetzungen des Grünstromprivilegs mittels Testat nach § 50 EEG	Elektrizitätsversor-gungsunternehmen	Es fallen voraussicht-lich keine zusätzlichen Kosten an.	ca. 20	1	keine	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009)
12	§ 41 EEG	Ausweitung der bestehenden Informationspflichten auf neue	Antragsteller der besonderen Aus-	1 982 EUR Zeitaufwand	ca. 654 Annahme	1,0	ca. 1 296.000	Änderung einer bestehenden

		Antragsteller durch Absenkung der 10 GWh Grenze für die Antragstellung in § 41 Absatz 1a EEG	gleichsregelung (stromintensive Unternehmen)	Bestandsmessung: 2 825 Min. mit Lohnsatz 42,10 Euro.	einer Verdopplung der aktuellen Fallzahl		EUR Vorherige Belastung der IP: 648 000 EUR Mehrbelastung: 648 000 EUR	Informationspflicht
13	§ 47 Absatz 1 Nummer 1 EEG	Mitteilung der Vergütungs- und Prämienzahlungen an die Übertragungsnetzbetreiber	Verteilnetzbetreiber	Segment A (29 Fälle): 172 600 Min. bzw. 111 327 EUR Seg B (90 Fälle): 69 550 Min. bzw. 44 860 EUR Seg C (719 Fälle): 18 175 Min. bzw. 11 723 EUR Lohnsatz jeweils 38,70 Euro. Grundlage der Schätzung sind Daten der Bestandsmessung für drei Segmente je nach Größe der Betreiber. Der Zeitaufwand wurde um 25%, die Fallzahlen jeweils um rund 100% erhöht.	838 Fallzahl wurde für Berechnung in 3 Segmente aufgeteilt.	1	15 695 000 EUR Vorherige Belastung der IP: 12 556 000 EUR Mehrbelastung: 3 139 000 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht
14	§ 48 Absatz 3 Nummer 1 i.V.m. Nummer 3 der	Monatliche Veröffentlichung der Parameter der Marktprämie im Internet	Übertragungsnetzbetreiber	ca. 3 EUR Zeitaufwand voraussichtlich 5 Min.	4	12	Mehrbelastung ca. 140 EUR	Neue Informationspflicht

	Anlage 4 zum EEG			bei einem Lohnsatz von 38,70 EUR				
15	§ 54 EEG	Berechnung und Ausweisung des EEG-Anteils im Rahmen der Stromkennzeichnung	Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber	Voraussichtlich entstehen allenfalls geringfügige zusätzliche Kosten, da Informationen i.d.R. bereits vorliegen.	ca. 900 Verteilnetzbetreiber und 4 Übertragungsnetz betreiber	1,0	keine	Neue Informationspflicht
16	§ 54 Absatz 3 EEG	Veröffentlichung des EEG-Quotienten im Internet	Übertragungsnetzbetreiber	ca. 3 EUR Zeitaufwand voraussichtlich 5 Min., Lohnsatz 38,70 EUR	4	1	Mehrbelastung ca. 12 EUR	Neue Informationspflicht
17	§ 57 Absatz 6 EEG	Erstellung und Veröffentlichung des Tätigkeitsberichts der Clearingstelle	Betreiber der Clearingstelle	Schätzung 9 600 Min., Lohnsatz 38,70.	1	1	Mehrbelastung ca. 6 000 EUR	Neue Informationspflicht
18	§ 2a Absatz 3 BiomasseV i.V.m. Anlage 1 Nummer 64 oder 65, Anlage 2 Nummer 25 oder Anlage 3 Nummer 19	Nachweis des Heizwerts von Einsatzstoffen durch Lieferbescheinigung bzw. durch Prüfbescheinigung nach DIN EN 14918 (2010:04)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biomassenanlagen	ca. 1,30 EUR Voraussichtlicher zusätzlicher Zeitaufwand der Lieferanten: 2 Min., Lohnsatz 38,70 EUR. Die Analyse wird von den Lieferanten schon jetzt aus Qualitätsgründen sowieso durchgeführt.	ca. 10 000	1,0	Mehrbelastung ca. 13 000 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 27 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2009)

* Diese Informationspflicht fällt nur einmal an.

Tabelle 2: Weggefallene Informationspflichten

Lfd. Nr.	Vorschrift	Inhalt der IP	Informationspflichtiger	Bisheriger Aufwand (Kosten pro Fall)	Fallzahl (Jahr)	Häufigkeit	Eingesparter Aufwand (Summe)
1	§ 28 EEG 2009	Die Nachweisführung zur Inanspruchnahme des Wärmenutzungs-Bonus entfällt, da der Wärmenutzungsbonus nach § 28 Absatz 2 i.V.m. Nummer II der Anlage 4 zum EEG 2009 gestrichen und in die Grundvergütung integriert wird.	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Geothermieanlagen	225 EUR	1-2	1,0	225 EUR
2	§ 29 Absatz 2 EEG 2009	Die Mitteilung und Ermittlung des Referenzertrags zur Berechnung der erhöhten Anfangsvergütung für Anlagen unter 50 kW entfällt aufgrund der neuen Fiktion in § 29 Absatz 3 EEG.	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen	Kostenfaktor 1,44 EUR	unter 100	1*	144 EUR
3	§ 29 Absatz 3 und 4 EEG 2009	Die Übermittlung eines Nachweises, dass eine Windenergieanlage an einem Standort einen Referenzertrag von mindestens 60 Prozent erbringen wird, entfällt.	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen	Bestandsmessung: Kostenfaktor 1,44 Euro	1.164	1*	1.676 EUR
4	§ 48 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2009	Es entfällt die Informationspflicht, dass die Übertragungsnetzbetreiber an Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich die geleisteten Vergütungszahlungen melden müssen.	Übertragungsnetzbetreiber	ca. 596 EUR Zeitaufwand 870 min., Lohnsatz 41,10 EUR	4	12	2.384 EUR

* Einmalige Informationspflicht

2. Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht

Auch mit dem Verfassungsrecht ist der vorliegende Gesetzentwurf vereinbar. Der Bundesgerichtshof ist der Rechtsauffassung des Europäischen Gerichtshofs mit seinen Urteilen vom 11. Juni 2003 zum EEG gefolgt und hat darüber hinaus deutlich gemacht, dass auch gegen die Verfassungsmäßigkeit des EEG keine Bedenken bestehen.

IX. Vereinbarkeit mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie

Bei der Erarbeitung des Gesetzentwurfs wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie von Anbeginn berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren wird die Novelle des EEG als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie bewertet.

Insbesondere fördert der Gesetzentwurf durch Einführung weiterer Effizienzanforderungen und klima- und ressourcenschonender Maßnahmen etwa im Bereich der Bioenergieträger – z. B. durch erstmals als Vergütungsvoraussetzung normierte Mindestwärmenutzungsgrade (§ 27 EEG) – eine nachhaltige Produktionsweise von Strom aus Biomasse. Verbrauchern wird es durch die Neuregelung zur Stromkennzeichnung durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (§§ 53, 54 EEG) erleichtert, ihrer Verantwortung für die Auswahl des Produkts und dessen sozial und ökologisch verträgliche Nutzung gerecht zu werden (Managementregel Nummer 2).

Verschiedene Maßnahmen zur Begrenzung des Einsatzes bestimmter Rohstoffe zur Stromerzeugung aus Biomasse und die Flexibilisierung der Vergütungsregelungen, die eine verstärkte Nutzung verfügbarer Reststoffpotenziale ermöglicht (§§ 27, 27a EEG), tragen zu einer Ressourcenschonung erneuerbarer Naturgüter bei (Managementregel Nummer 3).

Die Ausweitung bzw. Verschärfung von Anforderungen zur Vermeidung von Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Biogaserzeugung und -aufbereitung (§ 6 Absatz 4 EEG und Anlage 1 zum EEG) vermindert die durch klimaschädliche Gase andernfalls drohenden Gefahren für die menschliche Gesundheit (Managementregel Nummer 4).

Das EEG wird auch nach der vorliegenden Novellierung einen Beitrag zur Verringerung der Marktkonzentration im Stromsektor leisten; zugleich ist zu erwarten, dass sich der bereits in den vergangenen Jahren vor allem durch das EEG ausgelöste starke Zuwachs von Arbeitsplätzen im Bereich der erneuerbaren Energien fortsetzen wird (siehe oben). Wird auch noch der im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern deutlich höhere Klima- und Umweltnutzen erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung insbesondere durch die Reduzierung von Treibhausgasemissionen (Kohlendioxid, Methan, Distickstoffmonoxid) berücksichtigt, erweist sich das EEG als eine treibende Kraft für einen wirtschaftlich erfolgreichen sowie ökologisch und sozial verträglichen Strukturwandel (Managementregel Nummer 5).

Effizienzvorgaben wie insbesondere die neu eingeführte Pflicht zur Wärmenutzung bei der Stromerzeugung aus Biomasse (§ 27 Absatz 4 Nummer 1 EEG) tragen zur Kompensation des wachstumsbedingten Anstiegs der Nachfrage nach Energie und Ressourcen bei (Managementregel Nummer 6).

Mit der auf Grund des EEG erlassenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung wurden in Umsetzung europarechtlicher Vorgaben bereits Anforderungen an einen nachhaltigen natur- und umweltverträglichen Anbau von Energiepflanzen für flüssige Biomasse normiert, um eine EEG-Förderung in Anspruch nehmen zu können. Für eine Ausweitung entsprechender Anforderungen auf andere Bioenergieträger im Einklang mit europarechtlichen Entwicklungen sieht § 64b EEG entsprechende Verordnungsermächtigungen vor (Managementregel Nummer 8).

Das EEG trägt zur Ressourcenschonung – nicht zuletzt auch von endlichen fossilen Ressourcen – sowie vor allem durch seine treibhausgasreduzierende Wirkung zum Klimaschutz bei und treibt durch die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien maßgeblich den Ausbau einer zukunftsfähigen Energieversorgung voran (Ziele und Indikatoren 1a, 1b, 2, 3a und 3b).

Das Gesetz enthält Vorgaben sowie Verordnungsermächtigungen für weitere Bestimmungen zu einer nachhaltigen Flächennutzung (Ziel und Indikator 4), ist nachweislich ein Motor für Innovationen und Forschung zu neuen Technologien für zukunftsfähige Wege der Energieerzeugung (Ziel und Indikator 8) und schafft nicht zuletzt auch hierdurch Arbeitsplätze und damit wirtschaftlichen Wohlstand (Ziele und Indikatoren 10, 16 a und 16b).

Die Luftqualität wird durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kaum beeinträchtigt, die insbesondere bei der Verwendung und Aufbereitung von Biomasse grundsätzlich möglichen Emissionen werden durch im EEG geforderte Maßnahmen zur Vermeidung von Gasemissionen minimiert (Ziele und Indikatoren 13 und 14).

X. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das EEG 2009 hat sich als sehr komplex erwiesen. Vor diesem Hintergrund wurden in den wissenschaftlichen Untersuchungen zum EEG-Erfahrungsbericht die Möglichkeiten zur Rechts- und Verwaltungsvereinfachung geprüft. Die hierbei von den wissenschaftlichen Institutionen empfohlenen Vereinfachungen des EEG werden mit dieser EEG-Novelle umgesetzt; dies betrifft zahlreiche Einzeländerungen.

XI. Gleichstellungspolitische Auswirkungen

Das Artikelgesetz hat keine Auswirkungen auf die Gleichstellung von Frauen und Männern. Es wird insofern auf die ausführliche Darstellung im Rahmen der letzten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008[11] verwiesen.

---

[11] Bundesratsdrucksache 10/08, S. 85.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Nachfolgend werden die Änderungen der geltenden Rechtslage, die durch die Novellierung des EEG vorgenommen werden, begründet. Soweit die Bestimmungen des EEG 2009 durch dieses Gesetz nicht oder lediglich aus redaktionellen oder systematischen Gründen geändert werden, wird im Übrigen auf die Begründung zum ursprünglichen Erlass dieser Bestimmungen verwiesen.[12]

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Nummer 1 zeichnet in der Inhaltsübersicht die Änderungen des Gesetzestextes nach.

Zu Nummer 2 (§ 1 EEG)

Nummer 2 ersetzt § 1 Absatz 2 EEG 2009 durch zwei neue Absätze. In dem neuen § 1 Absatz 2 werden die aktualisierten Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verankert, wie sie die Bundesregierung im Rahmen ihres Energiekonzepts beschlossen hat. Es wird insofern auf das Energiekonzept vom 27. September 2010 und auf den EEG-Erfahrungsbericht verwiesen. Im Übrigen wird klargestellt, dass auch die Integration dieser Strommengen in das Energiesystem ein Zweck des Gesetzes ist.

Der neue Absatz 3 stellt klar, dass das Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zugleich der Erreichung des sektorenübergreifenden Gesamtziels dient, wie es für Deutschland in Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie 2009/28/EG vorgeschrieben ist. Die Klarstellung ist europarechtlich angezeigt, um sicherzustellen, dass auch das Gesamtziel der Richtlinie in nationales Recht umgesetzt ist.

Zu Nummer 3 (§ 2 EEG)

Die Änderungen in § 2 EEG sind insbesondere redaktionelle Folgeänderungen zur Einführung des neuen Teils 3a (Direktvermarktung) und vor allem der Marktprämie nach § 33g: Dieser erweiterte Anwendungsbereich des Gesetzes wird in § 2 nachgezeichnet. Auch die ausdrückliche Erstreckung der §§ 6, 8, 9 und 11 auf KWK-Anlagen wird durch Nummer 3 im Anwendungsbereich gespiegelt.

Zu Nummer 4 (§ 3 EEG)

Nummer 4 ergänzt und ändert die Begriffsbestimmungen des § 3 EEG. Im Einzelnen:

Zu § 3 Nummer 2a EEG – neu –

Die neu eingefügte Definition des Begriffs „Bemessungsleistung“ entspricht der bisherigen Regelung in § 18 Absatz 2 EEG 2009, die zur besseren Übersichtlichkeit in § 3 überführt wird. Inhaltliche Änderungen sind hiermit nicht verbunden. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass sich die Bemessungsleistung anhand aller im Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden berechnet. Die erzeugten Kilowattstunden sind die nach § 16 vergüteten einschließlich der nach § 33 Absatz 2 Satz 1 selbst verbrauchten und die nach § 33a direkt vermarkteten Kilowattstunden.

Zu § 3 Nummer 2b EEG – neu –

Mit der neu eingefügten Definition in § 3 Nummer 2b wird Biogas als durch anaerobe Vergärung gewonnene gasförmige Biomasse definiert. Biogas in diesem Sinne ist auch Biomethan, das als durch anaerobe Vergärung gewonnenes und aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Gasförmige Biomasse, die durch andere Verfahrensarten gewonnen wird (z. B. durch thermochemische Konversion, Holzvergasung), gilt nicht als Biogas in diesem Sinne.

Zu § 3 Nummer 2c EEG – neu –

Mit der neu hinzugefügten Nummer 2c wird Biomethan als gasförmige Biomasse einschließlich Biogas definiert, die aufbereitet und in das Ergasnetz eingespeist worden ist. Diese Definition entspricht inhaltlich der Legaldefinition in Nummer II.1 Buchstabe c der Anlage zum EEWärmeG. Als gasförmige Biomasse in diesem Sinne gelten neben Biogas auch andere gasförmige Bioenergieträger wie durch thermochemische Konversion erzeugtes Gas (z. B. durch Holzvergasung entstandenes Holzgas).

Zu § 3 Nummer 2d EEG – neu –

Die Definition entspricht im Wesentlichen der Definition des Begriffs „Energieversorgungsunternehmen“ in § 3 Nummer 18 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und umfasst jeden, der Elektrizität an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefert. Dies umfasst insbesondere auch Konstellationen, in denen sich verschiedene Gesellschaften eines Konzerns gegenseitig Strom liefern. Die Definition ist im Sinne einer breiten Verteilung der Kosten des EEG und der Vermeidung von Ungleichbehandlungen weit auszulegen. Die einzige Abweichung von der Definition des Energiewirtschaftsgesetzes ist der Bezug auf die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher. Unternehmen, die lediglich als Händler auftreten und Strom an andere Händler oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen liefern, spielen im Ausgleichsmechanismus des EEG keine Rolle und müssen deshalb – anders als im Energiewirtschaftsgesetz – vorliegend nicht berücksichtigt werden.

Zu § 3 Nummer 3 EEG

Mit der Änderung wird klargestellt, dass auch Biomethan unabhängig von seiner physischen Beschaffenheit nach der Einspeisung in das Erdgasnetz und der dort auftretenden Vermischung mit anderen Gasen als Biomasse im Sinne des EEG anzusehen ist. Für die Frage, wann aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomasse bzw. Biomethan anzusehen ist, gilt § 27c Absatz 1.

Zu § 3 Nummer 4a EEG – neu –

Ein gewerbliches Unternehmen im Sinne des § 40 ff. EEG liegt vor, wenn es sich um ein Unternehmen handelt, das nach der Art und dem Umfang einen in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb erfordert und unter

---

[12] Siehe insbesondere Bundesratsdrucksache 10/08, S. 86 ff. sowie Bundestagsdrucksache 16/9477.

Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird. Ein Gewerbebetrieb erfordert eine wirtschaftlich selbständige gewerbliche Betätigung. Der einzelne Gewerbebetrieb muss am allgemeinen Wirtschaftsleben teilnehmen und muss sich durch eine organisatorische, finanzielle, sachliche und wirtschaftliche Verflechtung auszeichnen. Damit soll verhindert werden, dass unselbständige Subauftragnehmer oder Unternehmenskonstrukte, die lediglich als unselbständige verlängerte Werkbank oder in ähnlicher Form tätig werden, in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung kommen, obwohl sie selbst gar nicht am allgemeinen Geschäftsverkehr teilnehmen und so auch nicht mit ihren Produkten selbst in einem internationalen Wettbewerbsverhältnis im Sinne des § 40 EEG stehen. Die Definition ist an § 15 Absatz 2 des Einkommensteuergesetzes angelehnt.

Zu § 3 Nummer 4b EEG – neu –

Die Definition von Gülle in Nummer 4b entspricht der bisherigen Legaldefinition in Nummer II.2 der Anlage 2 zum EEG 2009, die ebenfalls zur besseren Übersichtlichkeit in § 3 überführt wird. Der Verweis auf die EG-Verordnung wird an die Änderungen im Europarecht angepasst. Abweichend hiervon wird in § 6 Absatz 4 Satz 2 ausnahmsweise auf den Güllebegriff nach § 2 Satz 1 Nummer 4 des Düngegesetzes angeknüpft, da die dort geregelte Ausnahme von der Pflicht zur Gärrestlagerabdeckung nur bei einem Einsatz von flüssiger Gülle mit einem Trockensubstanzgehalt von weniger als 15 Prozent gelten soll.

Zu § 3 Nummer 5 EEG

Der Inbetriebnahmebegriff in § 3 Nummer 5 wird klarer gefasst, um bestehende Rechtsunsicherheiten zu beseitigen. In Satz 1 wird klargestellt, dass es für die Inbetriebnahme einer Anlage auf den Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung des Generators der Anlage ankommt. Eine Änderung der bisherigen Rechtslage ist hiermit nicht verbunden.

Mit der geänderten Formulierung wird – insbesondere für Biogasanlagen zur sogenannten „Vor-Ort-Verstromung“ von Biogas unmittelbar am Standort der Biogaserzeugungsanlage – klargestellt, dass als Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Anlage die erstmalige Inbetriebsetzung der Stromerzeugungseinheit ausschlaggebend sein soll. Wie bereits nach bisheriger Rechtslage ist auf den Inbetriebsetzungszeitpunkt zur Stromerzeugung nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage selbst – in dem genannten Fall also der Biogasanlage – abzustellen, diese muss also insgesamt im Inbetriebnahmezeitpunkt bereits technisch betriebsbereit sein. Wurde ein am Standort der Biogaserzeugung zur Stromerzeugung aus diesem Biogas eingesetzter Generator („Vor-Ort-Verstromung“) bereits vor Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage in Betrieb genommen, so gilt auch insoweit erst die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage als Inbetriebnahme der Anlage im Sinne der Nummer 5.

Der neu hinzugefügte Satz 2 entspricht im Wesentlichen dem Regelungsgehalt des § 21 Absatz 3 EEG 2009, jetzt allerdings bezugnehmend auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Er hat zur Folge, dass auch der Austausch einzelner Teile nicht zu einer Neuinbetriebnahme der Anlage führt. Wird z. B. die Gondel einer Offshore-Anlage wegen eines Defekts ausgetauscht, hat dies keine Neuinbetriebnahme zur Folge.

Zu § 3 Nummer 5a EEG – neu –

Der Begriff KWK-Anlage wird unter Verweis auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz definiert.

Zu § 3 Nummer 6 EEG

Der bisher in Nummer 6 definierte Begriff „Leistung“ wird durch den Begriff der „installierten Leistung“ ersetzt. Inhaltlich entspricht Nummer 6 der bereits bislang geltenden Rechtslage. Mit der differenzierenden Definition von „installierter Leistung“ einerseits und „Bemessungsleistung“ nach der neuen Nummer 2a andererseits werden die zum Teil bestehenden Unklarheiten in Bezug auf den Leistungsbegriff im EEG beseitigt.

Für die „installierte Leistung“ ist die Wirkleistung der Anlage, die bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen erbracht werden kann, maßgeblich. Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z. B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist (Transmission Code 2007). Sie ist abzugrenzen von der Blindleistung, die für diese Umwandlung nicht verwendbar ist.

Ein bestimmungsgemäßer Betrieb liegt nur vor, wenn Lebensdauer und Sicherheit der Anlage nicht über das normale Maß hinaus beeinträchtigt werden. Die „installierte Leistung“ entspricht also der aufgrund der technischen Beschaffenheit möglichen maximalen Dauerleistung, die in der Regel mit der vom Hersteller des Generators bescheinigten Nennleistung des Generators identisch sein dürfte. Soweit es erforderlich ist, die installierte Leistung einer Anlage zu bestimmen, kann dies – von der Bestimmung der Modulleistung bei Fotovoltaik abgesehen (hierzu siehe unten) – aus Praktikabilitätsgründen regelmäßig an der Stelle erfolgen, an der die Messung der Arbeit erfolgt, d. h. im Regelfall am Verknüpfungspunkt mit dem Netz, um volkswirtschaftlich unsinnige Zwischenmessungen zu ersparen. Der Begriff „ohne zeitliche Einschränkungen“ bezieht sich nicht auf das gegebenenfalls zeitlich beschränkte Angebot natürlicher Ressourcen, sondern ausschließlich auf die technischen Bedingungen der Anlage selbst. Schwankungen des vorhandenen Energieangebots sind daher unerheblich. Kurzfristige geringfügige Abweichungen über die Obergrenze hinaus sind ebenfalls unerheblich. Soweit die jeweilige installierte Leistung einer Anlage sich nicht bereits aus einer Bescheinigung des Herstellers oder einem vergleichbaren sonstigen Nachweis ergibt und deshalb streitig ist, hat der Anlagenbetreiber sie gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar darzulegen. Unberücksichtigt bei der Bestimmung der „installierten Leistung“ einer Anlage bleiben nur zur Reserve genutzte Anlagen. Reservenutzung ist dann anzunehmen, wenn Anlagenteile nicht für einen dauerhaften oder regelmäßigen Betrieb genutzt werden, sondern nur in technisch bedingten Momenten alternativ zu der unter normalen Umständen genutzten Stromerzeugungseinheit eingesetzt werden, etwa während Revisionsphasen.

Für Fotovoltaikanlagen ist die „installierte Leistung“ die gleichstromseitig ermittelte Wirkleistung. Die Wirkleistung nach dem Wechselrichter oder am Netzverknüpfungspunkt ist hingegen nicht relevant. Hintergrund dessen ist, dass bei Fotovoltaikanlagen bereits das Modul als Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1 angesehen wird. Dies hat insbesondere für die Ermittlung der „installierten Leistung“ bei § 5 Absatz 1 Satz 2, § 6 und § 33 Bedeutung.

Zu § 3 Nummer 9 EEG

Die Änderung dient dazu klarzustellen, dass Offshore-Anlagen nicht an Land errichtet werden können. Deshalb sind Windenergieanlagen auf Inseln auch dann keine Offshore-Anlagen, wenn die Insel mehr als drei Seemeilen von der Küste entfernt liegt.

Zu § 3 Nummer 9a EEG – neu –

Durch die neue Nummer 9a wird der Begriff „Speichergas“ in das EEG aufgenommen. In Speichergasen wird Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 16 Absatz 2 zwischengespeichert. Als Speichergas gilt insbesondere Wasserstoff, der unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien durch Wasserelektrolyse erzeugt wird, sowie methanisierter Wasserstoff (Umwandlung des Wasserstoffs zu „synthetischem“ Methan, sogenanntes Synthetic Natural Gas). Das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid muss nicht aus erneuerbaren Energiequellen stammen; eine gezielte Erzeugung von Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid ausschließlich zum Zweck der Methanisierung von Wasserstoff im Sinne dieser Vorschrift widerspräche hingegen den Zwecken des EEG, insbesondere der Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes und einer Schonung fossiler Energieressourcen, und ist daher vom Begriff Speichergas im Sinne der Nummer 9a nicht mehr umfasst.

Zu § 3 Nummer 10 EEG

Mit der Änderung in Nummer 10 wird die statische Verweisung auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz durch einen dynamischen Verweis ersetzt.

Zu § 3 Nummer 13 EEG – neu –

Als Unternehmen wird die kleinste wirtschaftlich, finanziell und rechtlich selbständige Einheit, die unter einheitlicher und selbständiger Führung steht, angesehen. Der Begriff Unternehmen ist unabhängig von der konkreten Rechtsform, in der ein Unternehmen betrieben wird, und umfasst juristische Personen und Personengesellschaften ebenso wie kommunale Eigenbetriebe. Im Bereich von Konzernen ist auf die jeweils einzelne Konzerngesellschaft und nicht auf die Konzerne oder Muttergesellschaften in ihrer Gesamtheit abzustellen.

Entscheidend für das Vorliegen eines Unternehmens ist das Gesamtbild der Verhältnisse. Es hat eine Gesamtwürdigung des Einzelfalles zu erfolgen.

Zu § 3 Nummer 14 EEG – neu –

Die Begriffsbestimmung wird im Hinblick auf die Bestimmung der „Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ in § 41 Absatz 1 aufgenommen. Durch die Begriffsbestimmung wird konkretisiert, welche Unternehmen dem produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind. Eine mögliche missbräuchliche Inanspruchnahme der Vorteile der besonderen Ausgleichsregelung wird dadurch unterbunden.

Das in der Begriffsbestimmung genannte produzierende Gewerbe zeichnet sich im Wesentlichen durch die Herstellung eines anderen Produkts im Sinne einer substanziellen Veränderung von Materialien oder durch die Veredelung von Erzeugnissen aus. Es erfolgt regelmäßig eine mechanische, physikalische oder chemische Umwandlung von Stoffen oder Teilen in Waren, wobei bei der Herstellung von Waren Rohstoffe in Waren umgewandelt werden. Entscheidendes Kriterium ist, dass das Unternehmen durch seine wirtschaftliche Tätigkeit aus den Ausgangsmaterialien tatsächlich eine neue Ware herstellt.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle entscheidet eigenverantwortlich, ob das Unternehmen als Unternehmen des produzierenden Gewerbes anzusehen ist und hat insoweit ein eigenes Prüfungsrecht. Es ist dabei an Zuordnungen anderer Behörden nicht gebunden.

Zu Nummer 5 (§ 4 EEG)

§ 4 Absatz 2 Satz 1 entspricht § 4 Absatz 2 EEG 2009. Der neu angefügte Satz 2 soll in bestimmten schutzwürdigen Fällen als unbillig empfundene Ergebnisse verhindern, die insbesondere durch eine Nichtigkeit von vertraglichen Vereinbarungen entstehen könnten: Im Falle der in Satz 2 benannten Entscheidungsformen, insbesondere der Entscheidungen der Clearingstelle nach § 57, haben Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ein gesteigertes Vertrauen darauf, dass sie ihre vertraglichen Vereinbarungen umsetzen können, so dass die Nichtigkeit einer auf einer solchen Empfehlung beruhenden Vereinbarung als unangemessen erscheint.

Zu Nummer 6 (§ 5 EEG)

Nummer 6 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung des Begriffs „Leistung“ in „installierte Leistung“ in § 3 Nummer 6 (siehe oben).

Zu Nummer 7 (§ 6 EEG)

§ 6 entwickelt die technischen Anforderungen an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas sowie zur Kraft-Wärme-Kopplung in Umsetzung der entsprechenden Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts weiter.

Zu Absatz 1 – neu –

Mit der ausdrücklichen Nennung der Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen in Absatz 1 erster Halbsatz wird klargestellt, dass auch diese Anlagen mit Einrichtungen zur Regelung der Einspeiseleistung auszustatten sind. Dies ist Voraussetzung für die Einbeziehung in das Einspeisemanagement nach § 11.

Daneben wird die Möglichkeit, die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung und die Abrufung der Ist-Einspeisung durch betriebliche Maßnahmen sicherzustellen, gestrichen. Damit muss dies zukünftig durch technische Einrichtungen sichergestellt werden. Ungeachtet dessen ist

diese Pflicht zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 Nummer 1 bei Anlagen, die aus einer ständig, das heißt rund um die Uhr, besetzten Leitwarte betrieben werden, auch dann erfüllt, wenn die automatisierte Übertragung eines Signals des Netzbetreibers in die Leitwarte sichergestellt ist, auf Basis dessen das Personal der Leitwarte dann die Leistung der Anlage zu reduzieren hat. Diese Besonderheit ist erforderlich, weil es aus betriebs- und sicherheitstechnischen Erwägungen nicht möglich ist, Anlagen am Anlagenfahrer in der Leitwarte vorbei am vom Netzbetreiber ferngesteuert in der Leistung zu reduzieren.

Zu Absatz 2 – neu –

Der neue Absatz 2 regelt Anforderungen an Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlung mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt.

Nummer 1 verpflichtet Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlung mit einer installierten Leistung von über 30 und bis einschließlich 100 Kilowatt, die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung auszustatten. Die Übermittlung der Ist-Einspeisung wird nicht verlangt. Letztlich ist z. B. die Ausstattung mit einem Rundsteuerempfänger, der in Stufen geregelt werden kann, hierfür ausreichend. Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt können nach Nummer 2 freiwillig am Einspeisemanagement teilnehmen. Wenn sie nicht teilnehmen, müssen sie nach Nummer 2 die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt durch technische Maßnahmen auf 70 Prozent der installierten Leistung dauerhaft reduzieren. Dadurch wird sichergestellt, dass sich der Netzausbau nicht auf die – nur zu geringen Zeiten im Kalenderjahr erreichbare – maximale Einspeisespitzen der Anlage ausgerichtet sein muss.

Netzverknüpfungspunkt ist der Punkt, an dem die Anlage (in diesem Fall die zusammengefassten Module) nach dem Wechselrichter mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden ist. Bei Dachanlagen mit einer installierten Leistung bis 30 Kilowatt ist dies regelmäßig der Hausanschluss. Die Wirkleistungseinspeisung ist die Einspeisung der Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt. Die installierte Leistung ist die gleichstromseitig ermittelte Wirkleistung (siehe Begründung zu § 3 Nummer 6).

Die Maßnahme nach Absatz 2 dient der Herstellung der Netzsicherheit. Angesichts der mittlerweile insgesamt installierten Fotovoltaikleistung und des hohen Anteils von Anlagen mit einer Leistung von unter 100 Kilowatt kann es zukünftig notwendig werden, auch kleinere Anlagen zu regeln, um die Systemstabilität zu wahren.

Zu Absatz 3 – neu –

Absatz 3 stellt sicher, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in das Einspeisemanagement einzubeziehen sind. Hier bestand eine Unklarheit, da nicht die Gesamtanlage, sondern das einzelne Modul als Anlage im Sinne von § 3 gilt. Deshalb ist jetzt eine Zusammenrechnung der Anlagenleistung erforderlich. Die Regelung lehnt sich bewusst an die bestehende Regelung des § 19 an. Insoweit können die Entscheidungen der Clearingstelle zu § 19 EEG 2009 zur Auslegung herangezogen werden[13]. Wie bei § 19 sind daher Fotovoltaikdachanlagen, die auf verschiedenen Gebäuden und Grundstücken errichtet werden, in der Regel nach § 6 Absatz 3 nicht zu einer Anlage zusammenzufassen.

Satz 2 sieht eine Kostentragungsregelung für die Fälle vor, bei denen der jeweilige Schwellenwert (30 Kilowatt oder 100 Kilowatt installierte Leistung) aufgrund einer Neuanlage überschritten wird und sich aufgrund von § 6 Absatz 3 auch auf die Bestandsanlagen auswirkt. Hiernach muss der Anlagenbetreiber der neuen Anlage, wenn die jeweilige Grenze für die installierte Leistung durch eine neue Anlage überschritten wird, den Anlagenbetreibern, der anderen bereits bestehenden Anlagen die Kosten erstatten, die diesen durch die Neuentstehung der Pflicht nach § 6 entstehen.

Zu Absatz 4 – neu –

Der neu eingefügte Absatz 4 knüpft an die bisherige Nummer I.4 der Anlage 2 zum EEG 2009 an, die mit der Streichung des „Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen“ entfällt. Die hierin geregelte Pflicht zur Umsetzung von Maßnahmen zur Vermeidung klimaschädlicher Emissionen nach dem Stand der Technik umfasst die Pflicht zur technisch gasdichten Gärrestlagerabdeckung bei einer hydraulischen Verweilzeit der Substrate im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System von mindestens 150 Tagen und zur Verwendung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen, die nunmehr gemäß § 17 Absatz 1 für alle Betreiberinnen und Betreiber von Biogasanlagen eine Anspruchsvoraussetzung für die über dem energieträgerspezifischen Referenzmarktwert liegende Vergütung nach § 27 oder § 27a bilden. Dies soll einen möglichst hohen Klimaschutzbeitrag von Biogasanlagen durch größtmögliche Vermeidung von Methanemissionen sicherstellen. Die Regelung stellt klar, dass es sich um eine technisch gasdichte Gärrestlagerabdeckung handelt. Biogasanlagen, die zur Biogaserzeugung ausschließlich Gülle mit einem Trockensubstanzgehalt von weniger als 15 Prozent nach § 2 Satz 1 Nummer 4 des Düngegesetzes einsetzen, sind von der Pflicht zur gasdichten Abdeckung des Gärrestlagers befreit.

Absatz 4 stellt ausschließlich eine Anforderung zur Vermeidung schädlicher Immissionen dar, sonstige fachrechtliche Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen bleiben unberührt.

Zu Absatz 5 – neu –

Absatz 5 entspricht inhaltlich § 6 Nummer 2 EEG 2009. Die Änderungen sind redaktioneller Art.

Zu Absatz 6 – neu –

In Absatz 6 werden die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Pflichten der Absätze 1, 2, 4 und 5 genannt. Die Pflichten sind keine Hauptleistungspflicht, so dass die Rechtsfolgen, also die Auswirkungen eines Verstoßes auf die Abnah-

[13] Empfehlung der Clearingstelle vom 14. April 2009 – 2008/49.

mepflicht nach § 8 EEG und auf die Vergütung nach § 16 EEG, ausdrücklich geregelt werden müssen. Zur besseren Übersichtlichkeit des Gesetzes führt Absatz 6 alle Rechtsfolgen im Zusammenhang auf und verweist dabei u. a. auf § 17 EEG (siehe unten). Zusätzlich werden die Rechtsfolgen für KWK-Anlagen und Anlagen geregelt, die keine Vergütung erhalten.

Zu Nummer 8 (§ 7 EEG)

Der neu eingefügte § 7 Absatz 1 Satz 2 unterstellt die Einspeisezähler dem Regime des Energiewirtschaftsgesetzes.

Zu Nummer 9 (§ 8 EEG)

Der neu angefügte § 8 Absatz 1 Satz 2 entspricht der Regelung im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und stellt den Gleichrang von Strom aus Erneuerbaren-Energien- und KWK-Strom klar, wie er sich auch in § 11 niederschlägt.

Durch den neuen § 8 Absatz 3a EEG wird die Zulässigkeit vertraglicher Vereinbarungen zur besseren Marktintegration geregelt. Dies gilt allerdings nur für Verträge im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung. Die Verordnungsermächtigung für die Ausgleichmechanismusverordnung lässt zukünftig zu, dass Übertragungsnetzbetreiber zur Optimierung der Vermarktung entsprechende Verträge mit Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern schließen.

Zu Nummer 10 (§ 9 EEG)

Die Streichung ist eine Folgeänderung zum neuen § 11 Absatz 2. Die Informationspflichten des Netzbetreibers im Zusammenhang mit § 11 werden so an einer Stelle gebündelt.

Der neu eingefügte Satz 2 dient der Klarstellung. Da bisher im Einzelfall unklar ist, ob und ab wann sich eine Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau auch auf vorgelagerte Netze erstreckt, wird die Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau nunmehr ausdrücklich auf die Betreiber übergeordneter Netze erstreckt, sofern die EEG-Einspeisung aus untergelagerten Netzen sonst ein Einspeisemanagement erzwingen würde.

Zu Nummer 11 (§ 11 EEG)

Durch Nummer 11 wird das Einspeisemanagement im EEG neu geregelt. Hierdurch werden die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die Regelung ist im Zusammenhang mit § 13 EnWG zu sehen. Im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes werden beide Bestimmungen inhaltlich besser aufeinander abgestimmt. Dabei wird klargestellt, dass § 11 einen speziellen Sachverhalt regelt und § 12 an diesen Sachverhalt eine spezielle Rechtsfolge knüpft.

Zu § 11 Absatz 1 EEG

Das Einspeisemanagement bezieht sich nach dem neuen Absatz 1 Satz 1 ausdrücklich auf Anlagen, die mit einer Einrichtung nach § 6 Absatz 1 und 2 ausgestattet sind. Dabei können auch Anlagen einbezogen werden, die nicht nach § 6 Absatz 1 und 2 zur Installation solcher Einrichtungen verpflichtet sind, sondern auch solche, bei denen diese aus anderen Gründen installiert sind. Neben Erneuerbare-Energien- und Grubengasanlagen werden – wie bei § 6 – auch KWK-Anlagen in die Regelung mit einbezogen. Im Rahmen der Übergangsregelung können nach § 11 Absatz 1 darüber hinaus alle Anlagen geregelt werden, die bereits nach dem EEG 2009 mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Regelung der Anlage ausgestattet werden mussten.

Einbezogen werden auch Anlagen, die nicht unmittelbar an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen sind. Dies umfasst insbesondere Fälle, in denen der vorgelagerte Netzbetreiber die Systemverantwortung für nachgelagerte Netze unmittelbar selbst wahrnimmt und insofern direkten Zugriff auf die an das Netz eines nachgelagerten Netzbetreibers angeschlossenen Anlagen erhält.

Mit Nummer 1 erfolgt eine Erweiterung des Anwendungsbereichs für den Fall der Überlastung eines vorgelagerten Netzes. Bei Starkwind oder in Zeiten hoher Solareinspeisung kann es dazu kommen, dass die Verteilnetze, an denen diese Anlagen angeschlossen sind, in das vorgelagerte Netz hochspeisen. Wenn dort ein Netzengpass entsteht, der nicht durch die Abregelung konventioneller Kraftwerke beseitigt werden kann, kann es erforderlich werden, dass der Netzbetreiber die Betreiber der nachgelagerten Netze auffordert, die Hochspeisung zu reduzieren. Auch in diesem Fall findet das Einspeisemanagement zukünftig Anwendung. Gleichzeitig bleibt § 11 auf den Fall von Netzengpässen beschränkt. Netzengpässe bestehen, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.

Allerdings muss entsprechend der neuen Nummer 2 der Vorrang von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt werden. Jedoch ist es ausnahmsweise zulässig, auch diese Anlagen zu regeln, wenn noch Strom aus sonstigen Anlagen im Netz ist und wenn es anders nicht möglich ist, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten. Hier geht es um die netztechnisch bedingte Mindestlast, die sich z. B. aus dem Erfordernis der Vorhaltung einer Momentanreserve und aus Regelleistungsverpflichtungen ergibt.

Der bisherige Regelungsgehalt der Nummer 2 wurde in Satz 2 verschoben, da es sich hier nicht um eine Anforderung, sondern eine Rechtsfolge handelt.

In Nummer 3 wird die Pflicht zur Abrufung der Ist-Einspeisung auf die verfügbaren Daten beschränkt. Dies wird erforderlich, weil zukünftig auch Anlagen geregelt werden können, die zur Übermittlung der Ist-Einspeisung nicht verpflichtet sind.

Satz 2 regelt, wie der Netzbetreiber zu entscheiden hat, welche von mehreren möglichen EEG- oder KWK-Anlagen er regelt. Dabei sollen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit höchstens 100 Kilowatt installierter Leistung nachrangig geregelt werden, auch weil hier keine Daten über die Ist-Einspeisung vorliegen. Vorher soll der Netzbetreiber mittels einer Sensitivitätsanalyse sicherstellen, dass die Anlagen abgeregelt werden, die den größten Einfluss auf die Verbesserung der Netzsituation haben, damit insgesamt möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen werden kann.

Zu § 11 Absatz 2 EEG

Absatz 2 entspricht § 9 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009. Die Regelung ist auf Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 Kilowatt beschränkt. Wegen des hohen bürokratischen Aufwands wird für kleinere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie von einer gesonderten Meldepflicht abgesehen. Die Regelung stellt eine Spezialvorschrift zu § 13 Absatz 2 Satz 2 EnWG dar, der in der Folge für diese Anlagen keine Anwendung findet. Die Meldung soll am Vortag erfolgen. Ist dies nicht möglich entfällt in Anwendung der Regelungen des Bürgerlichen Gesetzbuches die Verpflichtung zu Meldung. Hat der Netzbetreiber die Unmöglichkeit zu vertreten kann sich allerdings eine Schadenersatzpflicht ergeben.

Zu § 11 Absatz 3 EEG

Absatz 3 stellt eine Sonderregelung zu der Meldepflicht des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 5 EnWG gegenüber dem von der Maßnahme Betroffenen dar. Dabei werden insbesondere nach Satz 3 Erleichterungen gewährt: Hier ist keine unverzügliche Meldung erforderlich, sondern nur eine Meldung der gesammelten Abregelungszeiten, solange eine bestimmte Stundenzahl nicht überschritten wird. Die Stundenzahl wurde so bemessen, dass maximal 2 Prozent des Jahresenergieertrages abgeregelt werden könnte. Dies ist wirtschaftlich zumutbar. Satz 5 regelt die Anwendbarkeit von § 13 Absatz 5 Satz 2 EnWG und damit die Einbeziehung der Maßnahmen nach § 11 in das Einspeisemanagementregister.

Zu Nummer 12 (§ 12 EEG)

Nummer 12 fasst § 12 Absatz 1 EEG neu. Werden Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder KWK aufgrund von Netzengpässen geregelt, sollen sie zukünftig immer nach § 12 EEG entschädigt werden. § 12 ist nicht auf den Fall beschränkt, dass alle Anspruchsvoraussetzungen des § 11 vorliegen. Vielmehr ist es ausreichend, dass ein Netzengpass im Sinne des § 11 vorliegt. Hat ein Netzbetreiber beispielsweise entgegen der Vorschrift des § 11 die Anforderungen von § 11 Absatz 1 Nummer 2 oder 3 nicht eingehalten ist dem Anlagenbetreiber dennoch eine Entschädigung zu zahlen. Die Kosten für diese dann nicht im Sinne von § 12 Absatz 2 EEG erforderliche Maßnahme könnte der Netzbetreiber allerdings nicht nach § 12 Abs. 2 EEG in Ansatz bringen. Für KWK-Anlagen war die Rechtslage zu Entschädigungen insofern bisher unklar und wird nunmehr eindeutig geregelt. Allerdings wird die Entschädigung für alle Anlagen zukünftig auf 95 Prozent der entgangenen Einnahmen beschränkt. Dies soll für die Anlagenbetreiber einen Anreiz setzten sich mit der Netzsituation auseinander zu setzen und ihre Planungen ggf. anzupassen.

Die Entschädigung ist grundsätzlich von dem Netzbetreiber zu zahlen, in dessen Netz die Ursache für die Regelung liegt. Ist dieser nicht mit dem Netzbetreiber identisch, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, haften beide Netzbetreiber gegenüber dem Anlagenbetreiber oder der Anlagenbetreiberin gesamtschuldnerisch. Im Innenverhältnis hat der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, ggf. einen Ausgleichsanspruch gegen den Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt.

Zu Nummer 13 (§ 15 EEG)

In § 15 Absatz 1 EEG wird ein Prüfungsmaßstab für die Überprüfung der Effizienz der vertraglichen Regelungen, nämlich die wirtschaftliche Angemessenheit, eingefügt.

Zu Nummer 14 (Überschrift Teil 3 EEG)

Im Zuge der Einführung des neuen Teils 3a („Direktvermarktung“) und insbesondere der Marktprämie wird Teil 3 des EEG zwecks besserer Verständlichkeit in „Einspeisevergütung“ umbenannt.

Zu Nummer 15 (§§ 16 bis 18 EEG)

Durch Nummer 15 werden die §§ 16 bis 18 EEG neu gefasst.

Zu § 16 EEG

Absatz 1 Satz 1 entspricht inhaltlich unverändert § 16 Absatz 1 EEG 2009. Durch Satz 2 wird die geltende Rechtslage klargestellt, dass die feste Einspeisevergütung nur für Strom gezahlt wird, der tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist; bei der Abnahme sind sowohl die unmittelbare Abnahme nach § 8 Absatz 1 als auch die kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 8 Absatz 2 erfasst. Durch Satz 3 wird die bestehende Praxis klargestellt, dass auf die Vergütungs- und Bonizahlungen angemessene Abschläge zu zahlen sind. Angemessen sind Abschläge in der Regel, wenn sie monatlich erfolgen und aufgrund der geschätzten oder vorläufig berechneten Einspeisung basieren. Diese Abschläge können nur vorläufig sein, weil die konkrete Vergütungs- und Bonushöhe zum Teil von Faktoren abhängt, die erst mit Ablauf eines Kalenderjahres berechnet werden können (z. B. bei der Bemessungsleistung); zum Teil erfolgt die Messung nur einmal pro Jahr, etwa bei sehr kleinen Anlagen, bei denen eine häufigere Messung und regelmäßigere Abrechnung mit zu hohen Kosten verbunden wäre.

Absatz 2 greift § 16 Absatz 3 EEG 2009 auf und setzt die entsprechenden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsberichts um. Hierdurch werden die Anforderungen und Rechtsfolgen der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas transparenter geregelt und Rechts- und Planungssicherheit geschaffen. Im Einzelnen:

Absatz 2 Satz 1 entspricht § 16 Absatz 3 EEG 2009 und stellt klar, dass die Ansprüche auf Vergütung auch bestehen, wenn Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas vor der Einspeisung zwischengespeichert wurde. Eine Zwischenspeicherung setzt voraus, dass der Strom von der Erzeugungsanlage direkt zu dem Speicher geleitet und nicht durch ein Netz im Sinne des § 3 Nummer 7 durchgeleitet wird. Zu vergüten ist nach Satz 2 der Strom, der aus dem Speicher in das Netz ausgespeist wird. Als Speicher kommen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batteriespeicher wie etwa Redox-flow-Batterien oder Lithium-Ionen-Batterien in Betracht. Bei Batterien, in denen Strom aus solarer Strahlungsenergie zwischengespeichert wird, ist insbesondere das Doppelvermarktungsverbot nach § 56 zu be-

achten und eine Doppelförderung im Zusammenhang mit dem § 33 Absatz 2 auszuschließen: Wird Strom aus solarer Strahlungsenergie in einer Batterie zwischengespeichert und hierfür die Eigenverbrauchsvergütung nach § 33 Absatz 2 in Anspruch genommen, kann für diesen Strom, der nach der Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist wird, nach Absatz 2 Satz 5 keine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen werden.

Als Speicher kommen auch Speichergase im Sinne des § 3 Nummer 9a wie insbesondere Wasserstoff in Betracht. Zur Speicherung in Form von Wasserstoff wird der Strom aus erneuerbaren Energien – z. B. aus Windstrom – zur Elektrolyse von Wasser eingesetzt, wodurch Wasserstoff und Sauerstoff entstehen. Der in Speichertanks oder Untertage-Gasspeichern gut speicherbare Wasserstoff kann zu einem späteren Zeitpunkt in Gaskraftwerken, Blockheizkraftwerken oder Brennstoffzellen wieder in Strom rückumgewandelt werden. Eine zusätzliche Option zur Speicherung von Wasserstoff bietet dessen Methanisierung (Umwandlung zu Methan) zum Zwecke der Einspeisung in das Erdgasnetz. Hierfür muss allerdings mit notwendigen Qualifizierungen des Erdgasnetzes – z. B. der Umrüstung von Transportkapazitäten und Übergabestationen für einen bidirektionalen Gastransport – und damit verbundenen Infrastrukturinvestitionen gerechnet werden. Die Höhe der Vergütung des Stroms aus dem Zwischenspeicher entspricht nach Satz 3 der Vergütungshöhe, die nach dem EEG von dem Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zu zahlen gewesen wäre, wenn der Strom ohne Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist worden wäre. Eine Zusatzvergütung für eventuelle Investitionen des Anlagenbetreibers in Zwischenspeichertechnologien ist hiermit folglich nicht verbunden. Durch Satz 4 wird klargestellt, dass der gemischte Einsatz von Speichergasen wie Wasserstoff und erneuerbaren Energien wie Biogas, Klärgas oder Deponiegas dem in Absatz 1 normierten Ausschließlichkeitsprinzip nicht entgegensteht.

Absatz 3 Satz 1 modifiziert § 16 Absatz 4 EEG 2009 und fasst die bisher geltenden Voraussetzungen klarer, um die Rechts- und Planungssicherheit zu erhöhen. Die Voraussetzungen werden insbesondere mit den Voraussetzungen des Direktverbrauchs von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach § 33 Absatz 2 EEG harmonisiert, um einen Gleichlauf sicherzustellen und Wertungswidersprüche zwischen den beiden Regelungen zu verhindern; dies ist eine Empfehlung der wissenschaftlichen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht. Bei Satz 1 Nummer 3 ist für die Definition des Netzes die Begriffsbestimmung nach § 3 Nummer 7 einschlägig. Zulässig ist und bleibt es jedoch, dass Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert werden kann. Außerdem wird durch den zweiten Halbsatz – in Abweichung von der bisher geltenden Rechtslage – geregelt, dass die Andienungspflicht auch die Vermarktung des in der Anlage erzeugten Stroms als Regelenergie ausschließt. Dies gilt sowohl für positive als auch negative Regelenergie.

Die bisher in § 16 EEG enthaltenen weiteren Absätze wurden – mit inhaltlichen Modifizierungen – zur besseren Verständlichkeit in § 17 überführt.

Zu § 17 EEG

§ 17 EEG 2009, der die Direktvermarktung geregelt hat, ist in Teil 3a (§ 33a ff.) überführt worden. Der neue § 17 fasst nunmehr – aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit und Verständlichkeit des Gesetzes – die Rechtsfolgen von Verstößen gegen verschiedene Anforderungen des EEG zusammen.

Absatz 1 regelt, dass bei Verstößen gegen § 6 die gesetzliche Vergütung vollständig entfällt. Dies gilt nur solange, bis der Verstoß abgestellt worden ist. Die Rechtsfolge entspricht § 16 Absatz 6 EEG 2009.

Absatz 2 regelt, dass Strom nicht mit dem üblichen Vergütungssatz der §§ 23 bis 33 zu vergüten ist, wenn die Anlage nicht im bereits eingerichteten PV-Anlagenregister oder künftig in einem anderen Anlagenregister registriert ist (Nummern 1 und 2) oder der Strom entgegen der Pflicht des § 16 Absatz 3 nicht vollständig dem Netzbetreiber angedient wird (Nummer 3). Dabei knüpfen die Nummern 1 und 2 an § 16 Absatz 2 EEG 2009 an. Anders als bisher entfällt der Vergütungsanspruch nicht vollständig, sondern er verringert sich für die Dauer des Pflichtverstoßes auf die Höhe des Marktwertes. Hierdurch werden unbillige Ergebnisse verhindert. Nach Beendigung des Verstoßes gilt daher der normale Vergütungssatz. Die Höhe des Vergütungssatzes richtet sich nach den allgemeinen Bestimmungen, also nach § 21 Absatz 1 EEG. Wird eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie z. B. am Ende eines Kalenderjahres in Betrieb genommen, jedoch erst Anfang des Folgejahres beim Anlagenregister registriert, gilt für die gesamte Vergütungsdauer der Vergütungssatz des Inbetriebnahmejahres; dieser Wert ist lediglich bis zur Dauer der Registrierung nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 auf den Referenzmarktwert reduziert.

Durch die Verringerung auf den Marktwert wird zugleich vermieden, dass diese Vergütungen die EEG-Umlage erhöhen können. Der Marktwert ist der tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW*“), also der energieträgerspezifische Referenzmarktwert abzüglich der sogenannten Managementprämie. Die Managementprämie wird in diesen Fällen nicht gewährt, weil die Vermarktungsleistung in den Fällen des § 17 Absatz 2 bei dem Übertragungsnetzbetreiber liegt.

Bei Nummer 3 dürfte darüber hinaus regelmäßig ein Verstoß gegen die Voraussetzungen der anteiligen Direktvermarktung nach § 33f vorliegen; in diesen Fällen geht die Rechtsfolge des § 33f Absatz 3 als Spezialregelung vor.

Nummer 4 bezieht sich auf die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude nach § 1a des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG). Aufgrund § 3 Absatz 4 Nummer 1 EEWärmeG können die Länder eigenständige Regelungen für die Konkretisierung dieser Vorbildfunktion treffen. Hierbei sind sie an die Zwecke und das Ziel des § 1 EEWärmeG gebunden; sie müssen daher sicherstellen, dass die Vorbildfunktion schwerpunktmäßig durch Technologien zur Erzeugung von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien erfüllt wird. Mit dieser Maßgabe können die landesrechtlichen Regelungen jedoch auch vorsehen, dass die Vorbildfunktion durch Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfüllt wird. Für diesen Zweck wird durch Nummer 4 die EEG-Vergütung ebenfalls auf den Marktwert reduziert. Hierdurch wird sichergestellt, dass die öffentliche Hand nicht mittels der EEG-Vergütung und infolge dessen über die allgemeine EEG-Umlage mittels der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher in

Deutschland ihre Vorbildfunktion erfüllt und dass der in den letzten Jahren stark angestiegene Ausbau der Fotovoltaik-Nutzung in Deutschland nicht zu Lasten der Solarthermie-Nutzung weiter angereizt wird.

Nach Absatz 3 verringert sich der Vergütungsanspruch ferner bei fehlenden oder fehlerhaften Meldungen, wenn eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber aus der Direktvermarktung zurück in das System der festen Einspeisevergütung wechselt (Wechsel im Sinne des § 33d Absatz 1 Nummer 3). Diese Verringerung gilt nicht nur für den Monat, in dem keine ordentliche Meldung vorliegt, sondern auch für die ersten drei Folgemonate; hierdurch werden Formverstöße sanktioniert. Dies entspricht ebenfalls einer Empfehlung der wissenschaftlichen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht. Diese Sanktion ist wichtig, weil die Anlagenbetreiber ansonsten kein ökonomisches Eigeninteresse an der Einhaltung dieser Formvorschriften haben. Hierdurch unterscheidet sich Absatz 3 zugleich von den Anforderungen nach Absatz 2, bei denen die Anlagenbetreiber durch die Ausgestaltung als Rechtsfolge, die für die Dauer des gesamten Rechtsverstoßes greift, ein Eigeninteresse daran haben, den Rechtsverstoß schnellst möglich zu beenden. Dies rechtfertigt die unterschiedliche zeitliche Ausgestaltung der Rechtsfolgen.

Zu § 18 EEG

In § 18 werden redaktionelle Folgeänderungen vorgenommen: Die Änderung des Begriffs „Leistung“ zu „Bemessungsleistung“ und „installierte Leistung“ in Absatz 1 stellt eine Folgeänderung zu den neu eingeführten Definitionen der Begriffe „Bemessungsleistung“ in § 3 Nummer 2a und „installierte Leistung“ in § 3 Nummer 6 dar. In der neuen § 3 Nummer 2a findet sich auch die durch dieses Gesetz gestrichene Regelung des bisherigen Absatzes 2 wieder.

Die Regelung soll als gleitende Vergütungsregelung verhindern, dass beim Überschreiten der jeweiligen Schwellenwerte der Anlagen Vergütungssprünge entstehen. Nur eine solche stufenlose Regelung kann Ungerechtigkeiten bei der Vergütung des Stroms aus verschieden großen Anlagen vermeiden und trägt deshalbdazu bei, Über- oder Unterförderung auszuschließen.

Die Zuordnung erfolgt damit bei Strom aus Anlagen nach §§ 23 bis 28 nicht nach der installierten Leistung, sondern nach der Bemessungsleistung. Bei der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solaren Strahlungsenergie nach § 33 bleibt es jedoch bei der Zuordnung nach der installierten Leistung.

Zu Nummer 16 (§ 19 EEG)

Durch Nummer 15 werden in erster Linie redaktionelle Folgeänderungen sowie Klarstellungen vorgenommen. Die Änderung des Begriffs „Leistung“ zu „Bemessungsleistung“ in den Absätzen 1 und 2 durch die Buchstaben a und d stellt eine Folgeänderung zu der neu eingeführten Definition des Begriffs „Bemessungsleistung“ in § 3 Nummer 2a dar. Die durch Buchstabe c weiterhin vorgenommene Ergänzung zu Grubengas stellt sicher, dass auch für mehrere Generatoren, die z. B. jeweils Strom aus Grubengas erzeugen, die Regelung des Absatzes 2 Anwendung findet.

Zu Nummer 17 (§§ 20 bis 21 EEG)

Durch Nummer 17 werden die §§ 20 bis 21 EEG neu gefasst.

Zu § 20 EEG

Mit der Änderung der einzelnen Degressionssätze in § 20 werden die entsprechenden Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die Vorschriften beeinflussen unmittelbar die Höhe der festen Einspeisevergütung und – über den Verweis in Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz – auch die Höhe der Marktprämie. § 20 bezieht sich zukünftig nicht mehr auf Strom aus solarer Strahlungsenergie; die entsprechenden Regelungen wurden zur besseren Verständlichkeit in einen eigenen Paragrafen (§ 20a) überführt.

Zu § 20 Absatz 1 EEG

Absatz 1 bleibt weitgehend unverändert und regelt das Prinzip der Degression. Nach Absatz 1 sinken jeweils zum 31. Dezember die Vergütungen und Boni für nach diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Generatoren um den in Absatz 2 festgelegten Prozentsatz. Die Vergütung ggf. zuzüglich Boni für den in einer Anlage erzeugten Strom bleibt über den gesamten Vergütungszeitraum konstant. Aufgrund der Degression ist dieser Vergütungssatz jedoch für später in Betrieb genommene Generatoren niedriger als für früher in Betrieb genommene Generatoren, wenn zwischen den Inbetriebnahmen ein Jahreswechsel oder eine unterjährige Vergütungsabsenkung liegt.

Zu § 20 Absatz 2 EEG

Die Degressionssätze in Absatz 2 werden für die Umsetzung des EEG-Erfahrungsberichts angepasst. Auf folgende Besonderheiten ist hinzuweisen:

In Nummer 4 wird die jährliche Degression der Grundvergütung für die Stromerzeugung aus Biomasse von bislang einem Prozent auf zwei Prozent verdoppelt, um eine beschleunigte Kostensenkung bei Biomasseanlagen anzureizen. Durch die Bezugnahme auf § 27 Absatz 1 wird klargestellt, dass die Degression sich nicht auf die zusätzlichen einsatzstoffbezogenen Vergütungselemente nach § 27 Absatz 2 bezieht. Die Degression nach Nummer 4 gilt auch für die Vergütung von Strom aus Bioabfallvergärungsanlagen nach § 27a.

Zudem schließen die Degressionsregelungen der Nummern 1, 2 und 4 den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2 für Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse ein.

Durch die Änderung der Nummer 5 wird der Beginn der Degression für Geothermie-Anlagen auf das Jahr 2018 verschoben und zugleich von 1 Prozent auf 5 Prozent erhöht. Hintergrund dieser Änderung ist der geringe Zubau und die bislang weit hinter den Erwartungen zurückgebliebene Entwicklung der Geothermie. Um diese Entwicklung stärker zu fördern, werden die Vergütungssätze leicht angehoben und die Degression auf 2018 verschoben. Die Erhöhung der Degression von 1 Prozent auf 5 Prozent trägt dieser Erhöhung Rechnung und soll zugleich einen technologischen Entwicklungsdruck erzeugen. Die Degression bei Onshore-

Windenergieanlagen wird von 1,0 auf 1,5 Prozent angehoben.

Zu § 20 Absatz 3 EEG

§ 20 Absatz 3 EEG entspricht § 20 Absatz 5 EEG 2009. Mit Satz 2 wird lediglich eine Klarstellung zu der geltenden Rechtslage vorgenommen.

Zu § 20a EEG

Die Degressionssätze für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie wurden in einen neuen § 20a überführt.

Zu § 20a Absatz 1 EEG

Die in den §§ 32, 33 genannten Vergütungssätze sinken im Gegensatz zu der Degressionsregelung nach § 20 bereits ab dem 1. Januar 2012 nach Maßgabe der Absätze 2, 3, 4 und 7. Die in §§ 32 und 33 genannten Sätze sind demnach bereits beim Inkrafttreten dieses Gesetzes zum 1. Januar 2012 nach Maßgabe des § 20a Absatz 2, 3, 4 und 7 anzupassen. Die jährliche Basisdegression für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt weiterhin 9 Prozent. Diese kann nach Maßgabe der Absätze 2, 3, 4 und 7 entsprechend des jeweiligen Zubaus im Vorjahr höher oder niedriger ausfallen.

Der durch das EEG 2009 eingeführte „atmende Deckel“ für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie wurde durch die Novelle 2010 aufgrund der erheblich gesunkenen Modulpreise und der dynamischen Markt- und Preisentwicklung angepasst und ausgeweitet. Infolge des „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbaren Energien“ fand eine weitere Anpassung statt. Diese Degressionsregelung hat sich grundsätzlich bewährt und kann die Kosten eines Ausbaus der Fotovoltaik wirksam begrenzen. Deswegen wird diese Degressionsregelung in Absatz 1 beibehalten.

Die jährliche Basisdegression bleibt nach Absatz 2 bei 9 Prozent. Hierdurch sinken vorbehaltlich der Absätze 3 und 4 die Vergütungssätze zum 1. Januar gegenüber den Vergütungssätzen, die vom 1. Januar bis 30. Juni im Vorjahr, das heißt vor der Absenkung nach Absatz 5, galten, um 9 Prozent.

Die Absätze 3 und 4 regeln die variable jährliche Degression ab dem Jahr 2012. Diese bleibt weiterhin vom tatsächlichen Zubau abhängig.

Durch den neuen Absatz 5 wird der variable Teil der Degression vorgezogen. Damit erfolgt ein Teil der Absenkung schon zum 1. Juli des Vorjahres. Die Absenkungen beziehen sich in allen Fällen auf die Vergütungssätze, die zum Anfang des Vorjahres gelten.

Insgesamt kann die Degression am 1. Juli zwischen 0 und 15 Prozent (5 x 3 Prozent je 1 Gigawatt Zubau oberhalb von 3,5 Gigawatt Jahresinstallation) betragen. Der Bemessungszeitraum für die zubauabhängige vorgezogene Degression sind die Monate Oktober des Vorjahres bis April des laufenden Jahres. Die Bundesnetzagentur rechnet bis Ende Mai anhand der Anlagenmeldungen in diesen Monaten das Marktvolumen für ein Jahr hoch. Dafür teilt sie die registrierte installierte Leistung durch den Wert 7 und multipliziert sie mit dem Wert 12. Die hieraus resultierenden Prozentsätze und Vergütungssätze veröffentlicht die Bundesnetzagentur am 1. Juni des jeweiligen Jahres.

Die Degression zum 1. Januar 2013 und den Folgejahren richtet sich gemäß Absatz 2 in Verbindung mit den Absätzen 3 und 4 dann nach dem tatsächlichen Jahreszubau gemäß der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur bis zum 31. Oktober des Vorjahres. Die Basisdegression von 9 Prozent erhöht sich, wenn der tatsächliche Jahreszubau höher ist als die Hochrechnung im Mai des Vorjahres und verringert sich dementsprechend, wenn der tatsächliche Jahreszubau niedriger war.

Absatz 6 regelt die Veröffentlichung der sich aus den Absätzen 2 bis 5 ergebenen Prozentsätze und Vergütungen. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie am 31. Oktober jeden Jahres, die nach den Absätzen 3 und 4 in Verbindung mit Absatz 2 für das Folgejahr geltenden Prozentsätze und die daraus geltenden Vergütungssätze, die jeweils ab dem 1. Januar gelten. Am 31. Mai jeden Jahres veröffentlicht die Bundesnetzagentur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie den nach Absatz 5 geltenden Prozentsatz und die daraus resultierenden Vergütungen für Anlagen, die zwischen dem 1. Juli und dem 31. Dezember des jeweiligen Jahres in Betrieb gehen, im Bundesanzeiger.

Absatz 7 legt fest, dass genauso wie bei § 20 die Vergütung für den in einer Anlage erzeugten Strom über den gesamten Vergütungszeitraum konstant bleibt. Zudem gilt ebenfalls die Rundungsreglung aus § 20 Absatz 3.

Zu § 21 EEG

Mit dem neuen § 21 EEG wird die Vergütungsdauer für alle Anlagen einheitlich auf 20 Jahre festgelegt. Die bisher abweichende Vergütungsdauer von 15 Jahren für große Wasserkraftanlagen in § 21 Absatz 2 Satz 2 EEG 2009 wird entsprechend der Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts gestrichen. Gründe für eine kurze Vergütungsdauer bestehen vor dem Hintergrund der langen Nutzungsdauer von Wasserkraftanlagen nicht.

Zu Nummer 18 (§§ 23 bis 33 EEG)

Durch Nummer 18 werden die besonderen Vergütungsbestimmungen zu den einzelnen erneuerbaren Energien neu gefasst. Im Einzelnen:

Zu § 23 EEG

In § 23 werden die Bestimmungen zur Vergütung von Strom aus Wasserkraft neu gefasst und hiermit die entsprechenden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht umgesetzt.

Mit den Änderungen in Absatz 1 werden einheitliche Vergütungen für Anlagen mit einer installierten Leistung von unter bzw. über 5 Megawatt festgelegt, da die derzeit an dieser Schwelle bestehende Ungleichbehandlung nicht durch entsprechend unterschiedliche Stromgestehungskosten zu

begründen ist. Deutlich wird dieser Unterschied bei Gegenüberstellung der durchschnittlichen Vergütung einer Neuanlage mit einer installierten Leistung von knapp unter 5 Megawatt und einer Neuanlage von knapp über 5 Megawatt. So würde beispielsweise eine Neuanlage mit 4,9 Megawatt mit durchschnittlich etwa 9,06 Cent pro Kilowattstunde vergütet, während eine 5,1 MW-Anlage lediglich eine Vergütung von etwa 6,29 Cent pro Kilowattstunde für den erzeugten Strom erhalten würde. Es ist ein ungewünschter Anreiz, am jeweiligen Standort nicht das volle zur Verfügung stehende Potenzial zu nutzen. Daher werden alle Vergütungsgruppen zusammengeführt und einheitlich behandelt. Dies bedeutet eine kontinuierliche Reduzierung der Vergütungshöhe entsprechend dem kontinuierlichen Absinken der Stromgestehungskosten bei steigender installierter Leistung.

Absatz 2 regelt die Voraussetzungen, unter denen bestehende Anlagen in den Genuss der neuen Wasserkraftvergütung kommen. Inhaltlich handelt es sich um eine Regelung, die bisher unter dem Begriff Modernisierung im EEG verankert war. Da aber Rechtsunsicherheiten über den Begriff der Modernisierung bestanden, wird er in der Neufassung vermieden. An den Anlagen sollen entweder Maßnahmen zur Erhöhung der Leistung oder Stromausbeute erfolgen oder eine Nachrüstung mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung vorgenommen werden. Maßnahmen zur Erhöhung des Leistungsvermögens sind insbesondere: der Austausch älterer Generatoren, des Getriebes, der Turbinen oder der Laufräder, die Erweiterung der Anlage durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses und/oder der Fallhöhe, die automatische Wasserstandsregelung, die automatische Rechenreinigung, bei Kraftwerken mit mehreren Turbinen die automatische Einsatzoptimierung, der Einsatz permanent erregter Generatoren und die Verbesserung der Zu- und Abströmung (Hydraulik-Turbinenzuströmung, Ober und Unterwasserkanal). Sie sind nicht zwingend mit einer höheren Stromerzeugung verbunden, da insbesondere ökologische Anforderungen nach Absatz 4 die Stromerträger wieder reduzieren können.

Absatz 3 entspricht grundsätzlich § 23 Absatz 4 EEG 2009; es werden lediglich redaktionelle Anpassungen an die neuen Absätze 1 und 2 vorgenommen.

Absatz 4, der auf § 23 Absatz 5 EEG 2009 zurückgeht, fasst die ökologischen Kriterien für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft mit Blick auf die Änderungen im Wasserhaushaltsgesetz (WHG) neu. Nachdem im neuen WHG Anforderungen an die Mindestwasserführung (§ 33), die Durchgängigkeit (§ 34) und die Wasserkraftnutzung (§ 35) festgelegt wurden, bietet es sich an, im neu gefassten EEG auf diese Anforderungen zu verweisen. Dabei ist außerdem den Vorgaben des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 WHG Rechnung zu tragen. Denn durch die im WHG formulierten Anforderungen werden die zentralen ökologischen Anforderungen im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung benannt. Das bisherige – konkretisierungsbedürftige – Erfordernis, dass der gute ökologische Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist, erübrigt sich damit.

Bei Neuanlagen soll wie bisher der Nachweis durch Vorlage der Zulassung geführt werden, da davon auszugehen ist, dass die §§ 33 bis 35 WHG im Rahmen des Genehmigungsverfahrens beachtet werden. Wenn bei Modernisierungsmaßnahmen für die Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen eine wasserrechtliche Zulassung erforderlich ist, ist die Vorlage dieser wasserrechtlichen Zulassung ebenfalls als Nachweis ausreichend. Wenn die Modernisierungsmaßnahmen nicht zulassungspflichtig sind, ist der Nachweis über die wasserrechtlichen Anforderungen durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder durch ein Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft zu führen. Die Option, den Nachweis auch über das Gutachten eines Umweltgutachters zu führen, ist aufgrund der Verantwortlichkeit der Wasserbehörde für die Gewässerbewirtschaftung künftig nur nach einer Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde möglich. Die Behörde kann die Bestätigung nur bei erheblichen Gründen an der Richtigkeit des Gutachtens und nur innerhalb von zwei Monaten versagen. Eine solcher Versagung entfaltet unmittelbare Regelungswirkung gegenüber dem Anlagenbetreiber, der das Gutachten des Umweltgutachters in der Folge nicht als Nachweis verwenden kann, so dass die Entscheidung der Behörde von dem Anlagenbetreiber und von dem Umweltgutachter auf dem Verwaltungsrechtsweg angefochten werden kann. Bestätigt hingegen die zuständige Behörde das Gutachten des Umweltgutachters, kann dieses als Nachweis verwendet werden. Äußert sich die Behörde innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens nicht, gilt die Bestätigung als erteilt.

Stromerzeugung aus bestehenden Speichern oder Speicherkraftwerken, die ausschließlich aus natürlichem Zufluss gespeist werden, werden in das EEG aufgenommen, indem § 23 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EEG 2009 gestrichen wird. An diesen Speichern können entweder vorhandene Wasserkraftanlagen erweitert oder erstmalig Wasserkraftanlagen installiert werden. Bei den bisher noch nicht oder nur unzureichend für den Betrieb von Wasserkaftanlagen genutzten Speicherkraftwerksstandorten ist davon auszugehen, dass deren Nutzung ohne unterstützende Maßnahmen nicht wirtschaftlich möglich ist. Dies bezieht sich jedoch nur auf neue und modernisierte Anlagen. Bestehende Anlagen erhalten, wie sich aus § 66 Absatz 1 ergibt, auch zukünftig keine Vergütung nach dem EEG. Auch können auf diesem Weg keine Pumpspeicherkraftwerke eine Vergütung nach dem EEG erhalten, da diese aus konventionellem Strom erneut Strom erzeugen und deshalb nicht den Anforderungen des Ausschließlichkeitsprinzips nach § 16 Absatz 1 genügen.

Absatz 5 entspricht inhaltlich § 23 Absatz 6 EEG 2009.

Absatz 6 enthält einen Vergütungsausschluss für neue Speicher. Speicherkraftwerke erhalten demnach nur eine Vergütung, wenn sie an bestehenden Speichern gebaut werden oder Erweiterungen von bestehenden Speicherkraftwerken darstellen. Dabei kann es hier nur um Speicher gehen, die ausschließlich durch natürlichen Zufluss gespeist werden. Strom aus Pumpspeicherkraftwerken wird außer im Falle des § 16 Absatz 2 schon wegen des Ausschließlichkeitsprinzips in § 16 Absatz 1 nicht vergütet.

Zu § 24 EEG

Die angepassten Vergütungssätze schreiben die bislang geltende Degression für Strom aus Deponiegas fort. Hierdurch werden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht umgesetzt.

Zugleich wird das Wort Anlagenleistung entsprechend der neu eingefügten Legaldefinition in § 3 Nummer 2a durch das Wort Bemessungsleistung ersetzt.

Die bisherigen Absätze 2 und 3 werden gestrichen. Die bislang in Absatz 2 geregelte gesetzliche Fiktion, nach welcher aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Deponiegas gilt, wird in § 27c Absatz 1 normiert, und der bislang in Absatz 3 verankerte Anspruch auf eine Vergütungserhöhung für die Aufbereitung von Deponiegas wird als Gasaufbereitungs-Bonus in § 27c Absatz 2 geregelt.

Zu § 25 EEG

Die angepassten Vergütungssätze schreiben die bislang geltende Degression für Strom aus Klärgas fort. Hierdurch werden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht.

Zugleich wird das Wort Anlagenleistung entsprechend der neu eingefügten Legaldefinition in § 3 Nummer 2a durch das Wort Bemessungsleistung ersetzt.

Die bisherigen Absätze 2 und 3 werden gestrichen. Die bislang in Absatz 2 geregelte gesetzliche Fiktion, nach welcher aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Klärgas gilt, wird in § 27c Absatz 1 normiert, und der bislang in Absatz 3 verankerte Anspruch auf eine Vergütungserhöhung für die Aufbereitung von Klärgas wird als Gasaufbereitungs-Bonus in § 27c Absatz 2 geregelt.

Zu § 26 EEG

Die angepassten Vergütungssätze schreiben die bislang geltende Degression für Strom aus Grubengas fort.

In Absatz 1 wird das Wort Anlagenleistung entsprechend der neu eingefügten Legaldefinition in § 3 Nummer 2a durch das Wort Bemessungsleistung ersetzt.

Absatz 2 ist inhaltlich identisch mit § 26 Absatz 2 EEG 2009.

Der bisherige Absatz 3 wird gestrichen, da die wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht eine besondere Förderung innovativer Anlagentechnik über einen entsprechenden Technologie-Bonus nicht mehr empfohlen hat.

Zu § 27 EEG

Mit der Neufassung des § 27 werden die Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht zur Stromerzeugung aus Biomasse umgesetzt. Im Einzelnen:

Zu § 27 Absatz 1 EEG

Die Vergütungssätze für die Grundvergütung von Strom aus Biomasse, die nach der Biomasseverordnung anerkannt ist, werden entsprechend der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht vorgeschlagenen neuen Vergütungsstruktur angepasst. Unter anderem wird bei den neuen Vergütungssätzen für die Grundvergütung der mit diesem Gesetz gleichzeitig gestrichene KWK-Bonus anteilig in Höhe von 2 Cent pro Kilowattstunde in die neue Grundvergütung integriert. Im Übrigen werden mit Blick auf die nach dem neuen Absatz 2 zukünftig geforderte Mindestwärmenutzung angemessene Wärmeerlöse in Höhe von 3 Cent pro Kilowattstunde thermisch angenommen. Zudem berücksichtigen die angepassten Grundvergütungssätze unter anderem höhere anlagenbezogene Kosten, die sich aus Anforderungen aus dem Fachrecht ergeben (Investitionen in Immissionsschutzvorrichtungen, Sicherheits- und Automatisierungstechnik). Für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas mit einer installierten elektrischen Leistung von über 500 Kilowatt besteht nach Absatz 3 bei Inbetriebnahme ab dem Jahr 2014 kein Anspruch auf die Einspeisevergütung mehr; diese Anlagen müssen ihren Strom direkt vermarkten im Sinne des § 33a ff. Die Änderung des Begriffs „Anlagenleistung“ in „Bemessungsleistung“ ist eine Folgeänderung zu der neuen Begriffsbestimmung in § 3 Nummer 2a.

Zu § 27 Absatz 2 EEG

Mit Absatz 2 wird zusätzlich zu der Grundvergütung nach Absatz 1 bis zu einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt eine besondere einsatzstoffbezogene Vergütung eingeführt, um Mehrkosten des Einsatzes bestimmter Einsatzstoffe abzudecken, die durch die Grundvergütung nicht abgedeckt sind.

Anders als die Grundvergütung nach Absatz 1, die durch ihre Leistungsstaffelung die mit der Anlagengröße sinkenden spezifischen Investitions- und Betriebskosten widerspiegelt, bemisst sich die einsatzstoffbezogene Vergütung nach Absatz 2 grundsätzlich nach einheitlichen Vergütungssätzen und ist damit weitgehend unabhängig von der Anlagenleistung, da die Einsatzstoffkosten nicht entscheidend von der Anlagengröße abhängig sind. Eine Ausnahme bildet die einsatzstoffbezogene Vergütung für die Einsatzstoffvergütungsklasse I, die ab einer Bemessungsleistung von mehr als 500 Kilowatt für diesen Leistungsanteil von 6 Cent pro Kilowattstunde auf 5 Cent pro Kilowattstunde leicht abgesenkt wird. Für die Fälle der Nummer 1 Buchstabe c gilt durchgängig ein Vergütungssatz nach Einsatzstoffvergütungsklasse I von 2,5 Cent pro Kilowattstunde.

Die einsatzstoffbezogenen Vergütungssätze berücksichtigen, dass sich die Rohstoffkosten der einzelnen Einsatzstoffe signifikant unterscheiden. Daher differenziert Absatz 2 zwischen Strom aus Einsatzstoffen, für die zusätzlich zur Grundvergütung nach Absatz 1 weitere 6 Cent bzw. bei über 500 Kilowatt Bemessungsleistung 5 Cent pro Kilowattstunde gezahlt werden (Einsatzstoffvergütungsklasse I), und Strom aus Einsatzstoffen, für die zusätzlich zur Grundvergütung 8 Cent pro Kilowattstunde gezahlt werden (Einsatzstoffvergütungsklasse II). In der Einsatzstoffvergütungsklasse I finden sich im Wesentlichen die bislang über den nunmehr gestrichenen „Nawaro-Bonus“ nach Anlage 2 des EEG 2009 geförderten Energiepflanzen, z. B. Getreideganzpflanzen einschließlich Mais oder Holz aus Kurzumtriebsplantagen (sogenannte KUP). Zur Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen zur stofflichen Verwertung findet – insoweit der Nummer VI.1.b der Anlage 2 zum EEG 2009 entsprechend – für Strom aus Rinde oder Waldrestholz (mit Ausnahme von Waldrestholz unterhalb der Derbholzgrenze aus PEFC- oder FSC-zertifizierten Wäldern) aufgrund niedrigerer Einsatzstoffkosten ein abgesenkter Vergütungssatz von 2,5 Cent pro Kilowattstunde Anwendung.

Die Einsatzstoffvergütungsklasse II umfasst bestimmte ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe, die geringe Nut-

zungskonkurrenzen aufweisen und deren Einsatz einen hohen Beitrag für den Klimaschutz leisten kann, die jedoch in der Regel nur zu höheren Kosten mobilisiert werden können, wie Gülle, Landschaftspflegematerial, Stroh, Kleegras, Luzernegras sowie schnell wachsende Gehölze aus Kurzumtriebsplantagen, sofern diese bestimmte naturschutzfachliche Mindeststandards erfüllen.

Einsatzstoffe, die nach der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelten, jedoch keine oder nur geringe Bereitstellungskosten verursachen und daher von keiner der beiden besonderen Einsatzstoffvergütungsklassen I und II umfasst sind, berechtigen nur zur Grundvergütung nach Absatz 1; diese Einsatzstoffkategorie beinhaltet z. B. Sägenebenprodukte, aussortierte Gemüse, Biertreber, Kartoffelschalen, Rapskuchen oder Getreideschlempe.

In Bezug auf Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais gilt mit Blick auf die Vergütung die Begrenzung nach Absatz 5 Nummer 1.

Alle Einsatzstoffe – das heißt, Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II ebenso wie sonstige Einsatzstoffe, die nach der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelten – können zukünftig auch gemischt eingesetzt werden. Das bislang in Bezug auf den Nawaro-Bonus geltende Ausschließlichkeitsprinzip wird aufgegeben. Die bisher hierdurch ausgeschlossene Möglichkeit eines Mischeinsatzes etwa von Energiepflanzen und Abfallstoffen wird somit möglich, wodurch eine bessere Erschließung von teilweise bislang nicht nutzbaren Reststoffpotenzialen ermöglicht wird. Die Vergütungsermittlung entsprechend der eingesetzten Einsatzstoffe erfolgt anteilig entsprechend der verschiedenen Einsatzstoffvergütungsklassen (Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I, Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II oder ausschließlich Grundvergütung) und des Energiegehaltes der jeweils verwendeten Einsatzstoffe. Die Energieerträge der einzelnen Einsatzstoffe werden in der Biomasseverordnung festgelegt. Hierbei ergeben sich die Energieerträge für die zur Biogaserzeugung verwendeten Einsatzstoffe aus den in den Anlagen 1 bis 3 genannten individuell festgelegten Methanertragswerten. Die Energieerträge für die zur Stromerzeugung aus Feststoffverbrennung oder thermochemischer Vergasung verwendeten Einsatzstoffe entsprechen dem ebenfalls in den Anlagen 1 bis 3 zur Biomasseverordnung festgelegten Heizwert Hi,N der Einsatzstoffe; dieser kann im Regelfall über die Lieferbescheinigung, die den Heizwert Hi,N ausweist, nachgewiesen werden. Werden Einsatzstoffe unterschiedlicher Vergütungskategorien (Anlage 1, Anlage 2, Anlage 3) eingesetzt und wird in diesen Fällen nicht für alle verwendeten Einsatzstoffe ein Heizwert Hi,N vorgelegt, so ist eine Berechnung der anteiligen einsatzstoffbezogenen Vergütung nicht möglich: in diesen Fällen entfällt für alle verwendeten Einsatzstoffe der Anspruch auf die zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 2 EEG.

Die Berechnung der jeweils anteiligen Rohstoffvergütung erfolgt folgendermaßen:

Bei Festbrennstoffen wird der jeweilige Energiegehalt zur Ermittlung des jeweiligen energetischen Anteils an der Stromerzeugung herangezogen. Werden z. B. Sägenebenprodukte (begründet Anspruch lediglich auf die Grundvergütung) und Landschaftspflegeholz (begründet Anspruch auf die Grundvergütung sowie auf die einsatzstoffbezogene Vergütung nach Einsatzstoffvergütungsklasse II) im energetischen Verhältnis 1 zu 2 in einer Biomasseanlage eingesetzt, so setzt sich die Gesamtvergütung aus der Grundvergütung (für den gesamten Strom) und der zusätzlichen Vergütung nach Einsatzstoffvergütungsklasse II (für die dem Landschaftspflegeholzanteil entsprechenden zwei Drittel des eingespeisten Stroms) zusammen.

Bei der Stromerzeugung aus Biogas erfolgt – sofern zur Biogaserzeugung Substrate unterschiedlicher Vergütungsklassen eingesetzt werden – die Berechnung der anteiligen Einsatzstoffvergütung auf Grundlage von Standardmethanerträgen der eingesetzten Stoffe. Die Vergütungsermittlung anhand der drei Vergütungsklassen (Grundvergütung, zusätzliche Einsatzstoffvergütungsklasse I und zusätzliche Einsatzstoffvergütungsklasse II) orientiert sich an dem relativen Verhältnis des Methanertrags der eingesetzten Rohstoffe zueinander. Setzt beispielsweise eine Biogasanlage Maissilage (Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I), Gülle (Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II) und Kartoffelschalen (nur Grundvergütung) ein, so erfolgt die Aufteilung auf die einzelnen Vergütungsklassen im Verhältnis der auf Basis von Standardmethanerträgen errechneten Anteile der einzelnen Substrate an der Biogaserzeugung. In dem genannten Beispiel könnte sich die Vergütung somit je nach dem energetischem Anteil der verwendeten Einsatzstoffe z. B. zu 70 Prozent nach Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I (entsprechend dem energetischen Beitrag der Maissilage), zu 20 Prozent nach Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II (entsprechend dem energetischen Beitrag der Gülle) und zu 10 Prozent ausschließlich aus der Grundvergütung (entsprechend dem energetischen Beitrag der Kartoffelschalen) bestimmen.

Zu § 27 Absatz 3 EEG

Mit Absatz 3 wird die feste Einspeisevergütung bei Biogasanlagen mit einer installierten Leistung über 500 Kilowatt, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ausgeschlossen. Hierdurch wird die Marktprämie für diese Anlagen verpflichtend vorgeschrieben. Die Höhe der Marktprämie wird sodann über § 33h fixiert.

Zu § 27 Absatz 4 EEG

Der neue Absatz 4 koppelt den Vergütungsanspruch für Strom aus Biomasse im Sinne einer ressourcen- und klimaschonenden Bioenergienutzung an bestimmte allgemeine Vergütungsvoraussetzungen. Diese Vergütungsvoraussetzungen gelten nur im Rahmen der festen Einspeisevergütung; sie müssen mithin nicht eingehalten werden, wenn der Strom direkt vermarktet wird (§ 33c Absatz 3, § 33h Satz 2).

Nach Nummer 1 müssen Biomasseanlagen zukünftig über das gesamte Kalenderjahr betrachtet eine Nutzung von mindestens 60 Prozent der anfallenden Wärme entsprechend den Vorgaben für anerkennungsfähige Wärmenutzung nach Anlage 2 des Gesetzes nachweisen. Die Anforderungen an die Mindestwärmenutzung entsprechen im Wesentlichen den bislang für den KWK-Bonus geltenden Anforderungen, der im Gegenzug gestrichen wurde. Das Erfordernis von 60 Prozent Wärmenutzung schließt die Deckung des prozessinternen Wärmebedarfs der Anlage mit ein, weshalb im Fall der Stromerzeugung aus Biogas auch die Wärme in

Höhe von 25 Prozentpunkten des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms zur Beheizung des Fermenters auf die geforderten 60 Prozent angerechnet wird. Für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan besteht abweichend hiervon gemäß Absatz 5 Nummer 2 wie schon nach bisherigem Recht der Vergütungsanspruch nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird. Da viele Anlagen ihre volle Wärmeleistung in der Anlaufphase noch nicht erreichen, fordert Absatz 4 zur Vermeidung unbilliger Härten bis zum Ende des ersten auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres nur eine Mindestwärmenutzung von 25 Prozent.

Ausnahmsweise sind Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber von dem Mindestwärmenutzungserfordernis nach Nummer 1 befreit, wenn sie gemäß Nummer 2 Biogas einsetzen, bei dessen Erzeugung nachweislich kalenderjährlich mindestens 60 Masseprozent Gülle einsetzt wurde. Grund für diese Ausnahmeregelung zu dem Mindestwärmenutzungserfordernis ist, dass durch die vermiedenen Methanemissionen infolge der Güllevergärung hohe Treibhausgasemissionseinsparungen erreicht werden, wodurch ähnlich wie bei einem hohen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil ein besonders positiver Klimaschutzbeitrag erzielt wird.

Zu § 27 Absatz 5 EEG

Absatz 5 verlangt für die Stromerzeugung aus Biomasse allgemein die lückenlose und vollständige Dokumentation der verwendeten Einsatzstoffe in einem Einsatzstoff-Tagebuch.

Nach der neuen Nummer 1 besteht der Vergütungsanspruch für Strom aus Biogas über die Anforderungen nach Absatz 4 hinausgehend nur, wenn über ein Kalenderjahr insgesamt nicht mehr als 50 Masseprozent Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais zur Biogaserzeugung eingesetzt wurden. Hiermit wird den in einigen Regionen zu beobachtenden negativen Auswirkungen eines flächendeckenden Anbaus insbesondere der Energiepflanze Mais entgegengewirkt. Zudem wird für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ein Anreiz geschaffen, verstärkt andere Einsatzstoffe zu mobilisieren. Der anteilige energetische Beitrag von Mais und Getreidekorn kann über die in der Biomasseverordnung festgelegten einsatzstoffbezogenen Energieertragswerte ermittelt werden. Als Getreidekorn gilt auch Körnermais.

Nummer 2 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2009. Die vollständige Wärmenutzung als Vergütungsvoraussetzung besteht bei der Stromerzeugung aus Biomethan auch, wenn der Strom nach § 33a direkt vermarktet wird.

Nummer 3 setzt die Empfehlung aus dem EEG-Erfahrungsbericht um, die Vergütung für Strom aus flüssiger Biomasse für Neuanlagen zu streichen. Strom aus flüssiger Biomasse wird bei Neuanlagen nur noch vergütet, soweit er aus flüssiger Biomasse erzeugt wird, die zur notwendigen Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung (etwa bei Zündstrahl-BHKW) notwendig ist.

Zu § 27 Absatz 6 EEG

Absatz 6 legt fest, wann und in welcher Form die Vergütungsvoraussetzungen für Strom aus Biomasse nachzuweisen sind. Die Voraussetzungen nach Absatz 4 und nach Absatz 5 Nummer 2 müssen jeweils bei der erstmaligen Geltendmachung des Anspruchs auf die Einspeisevergütung und danach jeweils für das vorangegangene Jahr spätestens zum 28. Februar des Folgejahres nachgewiesen werden, die Voraussetzungen nach Absatz 2 und Absatz 5 Nummer 1 und 3 jeweils für das vorangegangene Jahr spätestens zum 28. Februar des Folgejahres.

Zu § 27 Absatz 7 EEG

Absatz 7 regelt die Rechtsfolgen der Nichteinhaltung der besonderen Vergütungsvoraussetzungen nach den Absätzen 4 und 5.

Nach Satz 1 reduziert sich der Vergütungsanspruch insgesamt auf den Marktwert; dies entspricht dem allgemeinen Rechtsgedanken, wie er in § 17 Absatz 2 und 3 niedergelegt ist. Diese Verringerung bezieht sich auf die gesamte Vergütung für das jeweilige Kalenderjahr, in dem die Vergütungsvoraussetzungen nicht eingehalten werden, also auf die Grundvergütung nach Absatz 1 als auch auf die einsatzstoffbezogenen Vergütungserhöhungen nach Absatz 2 sowie den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2. Wird z. B. die geforderte Wärmenutzung von 60 Prozent in einem Kalenderjahr nicht nachweislich eingehalten und wird nicht die alternative Vergütungsvoraussetzung nach Absatz 4 Nummer 2 erfüllt, so tritt die Rechtsfolge des Absatzes 7 Satz 1 für das gesamte Kalenderjahr ein. Werden die Vergütungsvoraussetzungen für das folgende Jahr wieder nachgewiesen, so lebt der volle Vergütungsanspruch für dieses Folgejahr wieder auf.

Nach Satz 2 hat ein fehlender oder nicht den Nachweisvorgaben entsprechender Nachweis zu den alternativen Voraussetzungen der Mindestwärmenutzung bzw. Mindestgüllenutzung ab dem sechsten auf die erstmalige Geltendmachung des Vergütungsanspruchs folgenden Kalenderjahr nicht mehr die Verringerung auf den Marktwert zur Folge. Vielmehr entfällt in diesen Fällen der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 nur in Höhe von 20 Prozent, Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können also ab dem sechsten Kalenderjahr auch ohne Mindestwärmenutzung oder Mindestgüllenutzung weiterhin 80 Prozent der Vergütung nach Absatz 1 geltend machen, sofern alle übrigen Vergütungsvoraussetzungen – im Fall von Strom aus Biogas insbesondere die nach Absatz 5 Nummer 1 vorgeschriebene Obergrenze für den Einsatz von Mais oder Getreidekorn – nachweislich erfüllt sind. Die Vergütung nach Absatz 2 kann in diesen Fällen weiterhin in vollem Umfang geltend gemacht werden, eine Kürzung auf 80 Prozent findet insoweit nicht statt. Diese Regelung schafft Planungs- und Investitionssicherheit für die Betreiber von Biomasseanlagen, denen andernfalls etwa bei einem unvorhersehbaren und von ihnen nicht zu vertretenden Wegbrechen der für eine anerkannte Wärmenutzung erforderlichen Wärmesenke nach mehreren Jahren der Verlust ihres EEG-Vergütungsanspruchs drohen würde.

Zu § 27 Absatz 8 EEG

Absatz 8 trifft eine Regelung zum Schutz personenbezogener Daten in den dem Netzbetreiber vorzulegenden Einsatzstoff-Tagebüchern.

Zu § 27a EEG

Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von genau bezeichneten Bioabfällen im Sinne der Bioabfallverordnung von mindestens 80 Masseprozent erzeugt wurde, werden aufgrund der besonderen Kostenstrukturen für diese Einsatzstoffgruppe eigene Vergütungssätze festgelegt.

In Absatz 1 werden die Vergütungssätze für Strom aus Biogas im Sinne des § 27a für zwei Vergütungsstufen – bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt und für den Leistungsanteil von mehr als 500 Kilowatt bis einschließlich 20 Megawatt – festgelegt.

Absatz 1 grenzt den Vergütungsanspruch auf bestimmte Arten von getrennt erfassten Bioabfällen ein. Auf die nach Absatz 1 zu erfüllende Bioabfallquote angerechnet werden hiernach nur solche getrennt erfassten Bioabfälle, die in Anlage 1 Nummer 1 Spalte 2 der Bioabfallverordnung unter den Abfallschlüsseln 20 02 01 (biologisch abbaubare Abfälle), 20 03 01 (Gemischte Siedlungsabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung) und 20 03 02 (Marktabfälle) explizit genannt werden. Die Abfallschlüsselnummer 20 02 01 umfasst dabei Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände sowie pflanzliche Bestandteile des Treibsels. Die Abfallschlüsselnummer 20 03 01 umfasst die vom Hausmüll getrennt erfassten Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, d. h. vor allem die Abfälle aus der Biotonne. Die Abfallschlüsselnummer 20 03 02 umfasst Marktabfälle.

Bei den genannten Bioabfallarten handelt sich zum einen um Abfälle, die derzeit überwiegend kompostiert werden und die zukünftig – soweit dafür geeignet – in einer Vergärung als Vorstufe vor der Kompostierung eingesetzt werden sollen. Geeignet sind dabei insbesondere die Abfälle aus der Biotonne. Darüber hinaus besteht insbesondere bei den getrennt zu erfassenden Bioabfällen aus Haushaltungen noch ein erhebliches Mengenpotenzial, das über den Einsatz in der Vergärung vor der Kompostierung zusätzlich zu bereits erfassten Bioabfällen sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden kann. Die Einschränkung auf diese Bioabfälle stellt sicher, dass nur solche Bioabfälle zukünftig in die Vergärung vor der Kompostierung gemäß § 27a gelangen, die ansonsten – ohne energetische Nutzung – ausschließlich kompostiert worden wären. Damit soll gewährleistet werden, dass es durch § 27a nicht zu unerwünschten Umlenkungen von energiereichen Reststoffen kommt, die schon bislang vergoren wurden.

Zum anderen soll mit der besonderen Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen auch für eine Vergärung geeigneter Grünschnitt der Abfallschlüsselnummer 20 02 01, der zu mindestens zum Teil andernfalls durch Aufbringen auf den Boden ohne vorherige Behandlung verwertet würde, für eine kombinierte energetische und stoffliche Verwertung erschlossen werden.

Die Erfüllung dieser stofflichen Anforderungen ist gemäß Absatz 4 in entsprechender Anwendung des Einleitungssatzes von § 27 Absatz 5 über das Einsatzstoff-Tagebuch nachzuweisen.

Mit Absatz 2 wird die feste Einspeisevergütung bei Biogasanlagen mit einer installierten Leistung über 500 Kilowatt, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ausgeschlossen. Hierdurch wird die Marktprämie für diese Anlagen verpflichtend vorgeschrieben. Die Höhe der Marktprämie wird sodann über § 33h fixiert.

Die nach Absatz 3 geforderte unmittelbare Verbindung der Biogasanlage mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände und die stoffliche Verwertung der nachgerotteten Gärrückstände entsprechen den Anforderungen für den nunmehr gestrichenen Technologie-Bonus für Bioabfallvergärung nach der bisherigen Nummer II.1.i der Anlage 1 zum EEG 2009.

Absatz 4 schließt eine Kombination der Vergütung nach § 27a mit einer Vergütung nach § 27 EEG aus. Ausdrücklich hiervon ausgenommen ist der nach § 27c Absatz 2 auch für die Aufbereitung von Gas aus der Bioabfallvergärung gewährte Gasaufbereitungs-Bonus.

Nach Absatz 5 finden die Regelungen zur Wärmenutzung bei Biomethan-Anlagen nach § 27 Absatz 5 Nummer 2 und zum Einsatz flüssiger Biomasse zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung nach § 27 Absatz 5 Nummer 3 sowie die diesbezüglichen Nachweisregelungen in § 27 Absatz 6 Nummer 4 und 5 sowie hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen des § 27a der § 27 Absatz 7 Satz 1 und schließlich die Pflicht zur Führung eines Einsatzstoff-Tagebuchs einschließlich der datenschützenden Regelung des § 27 Absatz 8 auf die Bioabfallvergärung entsprechende Anwendung.

Zu § 27b EEG

Für Strom aus Anlagen, die Gas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von Gülle von kalenderjährlich im Durchschnitt mindestens 80 Masseprozent erzeugt wurde, bietet § 27b abweichend von § 27 einen eigenen Vergütungssatz von 25 ct pro Kilowattstunde an. Die Stromerzeugung muss in diesem Fall jedoch am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgen, d. h., § 27b findet keine Anwendung auf sogenannte „Satelliten-BHKW", die an einem anderen Standort als dem Betriebsstandort der Biogasanlage errichtet werden und das Biogas über eine längere Biogasdirektleitung beziehen. § 27b findet zudem nur Anwendung auf Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von höchstens 75 Kilowatt, wobei die installierte elektrische Leistung von 75 Kilowatt zugleich die Gesamthöchstgrenze am Standort der Anlage bildet. Hiermit wird verhindert, dass an einem Standort mehrere einzelne Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt mehr als 75kW installiert werden und damit an diesem Standort im Ergebnis eine deutlich umfangreichere Stromerzeugung aus Gülle als beabsichtigt von der höheren Förderung nach § 27b profitiert. Nicht als Gülle für die Anrechung auf den geforderten Anteil von 80 Masseprozent gelten Geflügelmist, Geflügeltrockenkot, Pferdemist und Schafmist.

Zu den Absätzen 2 und 3 wird auf die Begründung zu § 27 und § 27a verwiesen.

Zu § 27c EEG

Der neu eingefügte § 27c trifft gemeinsame Regelungen für die Stromerzeugung aus den verschiedenen gasförmigen erneuerbaren Energien sowie aus gasförmigen Speicherme-

dien zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Absatz 1 regelt die bislang in den §§ 24 Absatz 2, 25 Absatz 2 und 27 Absatz 2 EEG 2009 für die Stromerzeugung aus Biomasse, Deponiegas oder Klärgas geregelte gesetzliche Fiktion, nach welcher aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas unter den dort genannten Bedingungen als Biomasse bzw. Biomethan, Deponiegas oder Klärgas gilt, und erweitert diese gesetzliche Fiktion auf Speichergase im Sinne des § 3 Nummer 9a. Absatz 1 gilt auch für Biogas aus der Bioabfallvergärung im Sinne des § 27a und – soweit dies angesichts der eingeschränkten Größe der Anlagen überhaupt in Betracht kommt – für Biogas aus Güllevergärung im Sinne des § 27b. Die Menge des aus dem Erdgasnetz entnommenen Gases muss am Ende eines Kalenderjahres im Wärmeäquivalent der Menge von bis zu diesem Zeitpunkt an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeistem Deponiegas, Klärgas, Biomethan oder Speichergas entsprechen, wobei ein positives Einspeisesaldo aus dem vorangegangenen Kalenderjahr in die Bilanzierung des Folgejahres einbezogen werden darf. Zudem wird diese gesetzliche Fiktion für den Transport durch das Erdgasnetz um das Erfordernis von Massenbilanzsystemen ergänzt, welche die Rückverfolgbarkeit des jeweiligen Gases vom Zeitpunkt seiner Entnahme aus dem Gasnetz bis zum Zeitpunkt seiner Gewinnung oder Herstellung ermöglichen. Die Anforderung an den Einsatz von Massenbilanzsystemen entspricht der durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien" neu eingefügten Nummer II.1.c.bb der Anlage zum EEWärmeG. Zur Erfüllung der Anforderungen an eine Massenbilanzierung kann auch auf das Biogasregister Deutschland der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zurückgegriffen werden.

Absatz 2 ersetzt teilweise die bislang in § 24 Absatz 3, § 25 Absatz 3 und § 27 Absatz 4 Nummer 1 enthaltene Regelung zum Anspruch auf den in seiner bisherigen Form gestrichenen Technologie-Bonus. Der bisherige Technologie-Bonus wird – nunmehr als Gasaufbereitungs-Bonus gemäß Anlage 1 zu diesem Gesetz – weiterhin für die Gasaufbereitung entsprechend der bisherigen Nummer I der Anlage 1 zum EEG 2009 gewährt, und kann für die Stromerzeugung aus Biogas (mit Ausnahme von Biogas im Sinne des § 27b), Deponiegas oder Klärgas geltend gemacht werden. Der Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik nach der bisherigen Nummer II der Anlage 1 zum EEG 2009 entfällt hingegen zukünftig.

Mit Absatz 3 wird der Gasaufbereitungs-Bonus für Strom aus Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan im Sinne des Absatz 2 mit einer installierten Leistung über 500 Kilowatt, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ausgeschlossen. Hierdurch wird die Marktprämie für diese Anlagen verpflichtend vorgeschrieben. Die Höhe der Marktprämie wird sodann über § 33h fixiert.

Zu § 28 EEG

Der neu gefasste § 28 EEG ändert die Vergütungsstruktur für Strom aus Geothermie (Erdwärme). Im Vergleich zum EEG 2009 wird die Struktur stark vereinfacht, indem der Frühstarterbonus und der Wärmenutzungsbonus in die Grundvergütung integriert werden und die Größendifferenzierung abgeschafft wird.

Es wurden bisher nur vier Geothermieprojekte zur Stromerzeugung realisiert. Der Beitrag der Geothermie zur Stromerzeugung ist daher noch sehr gering. Ziel der Änderung ist neben der Vereinfachung des Gesetzes, der Geothermie eine verlässliche Perspektive für den weiteren Ausbau zu geben. Damit können weitere Projekte realisiert werden und die dringend benötigten Erfahrungen gesammelt und letztlich Kosten reduziert werden.

Zu § 28 Absatz 1 EEG

In die Grundvergütung nach § 28 Absatz 1 EEG wird der bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2009 geregelte Frühstarterbonus und der bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2009 geregelte Wärmenutzungsbonus integriert, so dass diese beiden Boni ersatzlos gestrichen werden.

Die Integration des Frühstarterbonus in die Grundvergütung schafft Verlässlichkeit und bringt Planungssicherheit. Ein Anreiz zur Wärmeerzeugung ist durch die zusätzlichen Einnahmepotenziale aus dem Verkauf der Wärme gegeben. Der im EEG 2009 geregelte Wärmenutzungsbonus hat außerdem vielfältige Rechtsfragen aufgeworfen. Deshalb wird er ebenfalls in die Grundvergütung integriert.

Darüber hinaus werden die bisher in § 28 Absatz 1 EEG 2009 geregelten Leistungsklassen für die Vergütungssätze aufgehoben, da es bislang noch kein Projekt gibt und voraussichtlich in den nächsten Jahren auch kein entsprechendes Projekt realisiert werden wird, das größer als die bisher in § 28 Absatz 1 EEG 2009 geregelten 10 MW installierter Leistung ist. Die Abschaffung der Größendifferenzierung dient der Vereinfachung der Vergütungsstruktur.

Zu § 28 Absatz 2 EEG

Der bisherige Bonus für Strom aus Geothermieanlagen, die auf einem petrothermalen System beruhen, bleibt erhalten und wird in Absatz 2 verschoben. Der Bonus wurde von 4,0 auf 5,0 Cent je Kilowattstunde erhöht. Petrothermale Projekte befinden sich noch im Forschungsstadium. Die Erhöhung ist sinnvoll, da mit der Realisierung der Projekte erst mittelfristig zu rechnen ist und die Kostenrisiken aufgrund des Forschungscharakters der Anlagen noch sehr hoch sind.

Diese Systeme nutzen die im Gestein gespeicherte Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR), auch Deep Heat Mining (DHM), Hot Wet Rock (HWR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Stimulated Geothermal Systems (SGS). Der umfassende Begriff ist Enhanced Geothermal Systems (EGS). Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen. Das heiße Gestein (meist Grundgebirge) wird dabei als Wärmetauscher genutzt. Ein Anspruch auf den Technologiebonus besteht daher nur in den Fällen, in denen eine Bohrung keine wirtschaftlich relevante Schüttung liefert und der Produktionshorizont hydraulisch stimuliert werden muss, um das Gestein aufzubrechen und die Wärme des Gesteins zu nutzen. In der Regel ist in diesen Fällen der Produktionshorizont ein Grundgebirge oder eine gering permeable Schicht.

Zu § 29 EEG

An der Vergütungsvorschrift für Windenergieanlagen werden kleinere Änderungen vorgenommen. Hierdurch werden wiederum die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Im Einzelnen:

Mit den Änderungen in Absatz 1 wird die Höhe der Grundvergütung an die tatsächlich geltenden Sätze angepasst. Die Vergütungen sind gegenüber dem Jahr 2009 wegen der jährlichen Degression leicht gesunken.

Auch in Absatz 2 werden die Vergütungssätze an den aktuellen Stand angepasst. Darüber hinaus wird der Systemdienstleistungs-Bonus gestrichen. Der Systemdienstleistungs-Bonus sollte ohnehin nur bis zum Ende des Jahres 2013 gezahlt werden, weil schon bei der Einführung des Bonus davon ausgegangen wurde, dass die Anlagenbauer ihre Anlagen nach einiger Zeit standardmäßig nach den Vorgaben der Systemdienstleistungsverordnung auslegen und dann keine wesentlichen Mehrkosten durch die Erfüllung der Anforderungen der Verordnung entstehen. Dieser Zeitpunkt wurde nun schon früher erreicht als ursprünglich erwartet. Aus diesem Grund kann der Systemdienstleistungs-Bonus schon zum 1. Januar 2012 wegfallen.

Der neu angefügte Absatz 3 dient der Erleichterung für Kleinwindenergieanlagen. Diese erzielen regelmäßig nur kleine Erträge und werden sich regelmäßig allein auf Grundlage der EEG-Einspeisevergütung nicht wirtschaftlich betreiben lassen. Es kann sinnvoll sein, sie zur Eigenversorgung zu betreiben und ggf. Überschüsse in das Netz einzuspeisen. Für solche Überschusseinspeiser wäre die Referenzertragsberechnung für diese Anlage eine relativ große Belastung. Gleichzeitig weisen diese kleinen Anlagen in der Regel einen Referenzertrag auf, der sie berechtigt, die Anfangsvergütung 20 Jahre lang zu beziehen. Dementsprechend wird eine Vermutung für den Referenzertrag aufgenommen, der diese Anlagen von diesem Erfordernis befreit und sie berechtigt, die Anfangsvergütung für den gesamten Vergütungszeitraum in Anspruch zu nehmen. Im Rahmen des nächsten Erfahrungsberichts werden die ökologischen Auswirkungen der Kleinwindenergieanlagen detailliert betrachtet, um ggf. bei der nächsten Novellierung des EEG diesen Aspekt vor dem Hintergrund der bisher geringen Erfahrungen mit Kleinwindenergieanlagen entsprechend zu verankern.

Die bisherigen Absätze 3 und 4 entfallen. Absatz 3 sah bisher vor, dass nur Windenergieanlagenbetreiber von Anlagen an einem Standort mit einem Referenzertrag von mindestens 60 Prozent die Vergütung erhalten können.

Aus heutiger Sicht erweist sich die Regelung als überholt. Die Regelung zieht einen erheblichen administrativen Aufwand nach sich. Gleichzeitig ist sie nicht erforderlich, da Standorte mit sehr niedrigem Windertrag schon aus wirtschaftlichen Gründen nicht genutzt werden können. Sehr wenige Standorte, die aus heutiger Sicht knapp unter die Grenze von 60 Prozent Referenzertrag fallen könnten aber zukünftig durch höhere Erlöse im Bereich der Direktvermarktung und andere günstige Begleitumstände wirtschaftlich werden. Absatz 4 der bisher das Nachweisverfahren für die Referenzertragsberechnung nach Absatz 3 vorsah, entfällt in der Folge ebenfalls.

Zu § 30 EEG

Mit dem neu gefassten § 30 werden Unklarheiten bei der Auslegung der Vorschrift ausgeräumt.

Im Einleitungshalbsatz des neuen Absatz 1 wird klargestellt, dass für die Frage, aus welchen Landkreisen die repowerten Anlagen stammen dürfen, immer auf den Standort der Repowering-Anlagen abzustellen ist. Dabei müssen die Anlagen endgültig ersetzt werden, müssen also tatsächlich abgebaut werden und dürfen weder im selben noch in einem anderen Landkreis wieder aufgebaut werden.

Mit Nummer 1 wird der Repowering-Bonus auf Anlagen begrenzt, die vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden. Dies sind Anlagen, die nicht im Rahmen des Systemdienstleistungs-Bonus netztechnisch nachgerüstet werden konnten und die wegen der planungsrechtlichen Situation oftmals als Einzelanlagen errichtet wurden. Bei diesen Anlagen ist das Repowering deshalb aus Gründen der Netzintegration dieser Anlagen und des Landschaftsschutzes besonders wünschenswert. Mit Nummer 2 wird das Alter der ersetzten Anlagen in der Regel auf 17 Jahre begrenzt. Ältere Anlagen sind schon so lange in Betrieb, dass sie ohnehin in wenigen Jahren ersetzt werden müssen. Eine gesonderte Förderung ist daher nicht mehr erforderlich. Eine Ausnahme gilt für Anlagen, die außerhalb von im Sinne des § 35 Absatz 3 Satz 3 BauGB in Flächennutzungsplänen oder Raumordnungsplänen ausgewiesenen Flächen, Vorranggebieten usw. stehen. Diese Anlagen werden häufig nicht abgebaut, auch wenn der Vergütungsanspruch abgelaufen ist, weil eine Genehmigung für eine neue Anlage an diesen Standorten in der Regel nicht erteilt wird. In Nummer 4 wird klargestellt, dass die Anzahl der Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigen darf.

Absatz 2 definiert den Begriff des Ersetzens. Satz 2 stellt klar, dass eine repowerte Anlagen, auch wenn sie an einem anderen Standort wieder errichtet wird, keine Vergütung nach dem EEG mehr erhalten kann.

Zu § 31 EEG

§ 31 EEG fasst die Vergütung für Strom aus Offshore-Anlagen neu. Hierdurch werden die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Im Einzelnen:

Zu § 31 Absatz 1 EEG

Absatz 1 ist gegenüber § 31 Absatz 1 EEG 2009 unverändert.

Zu § 31 Absatz 2 EEG

Bei der Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen auf See wird der Bonus für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb gehen, in die Anfangsvergütung integriert. Die Regelung zur Verlängerung der Anfangsvergütung bei Anlagen mit hoher Entfernung zum Festland und in großer Wassertiefe wird angepasst, um klarzustellen, dass die standortdifferenzierte Vergütung auch bei Erfüllung nur eines der beiden Kriterien „Küstenentfernung von über 12 Seemeilen“ oder „Wassertiefe von mehr als 20 m“ gewährt wird.

Zu § 31 Absatz 3 EEG

Für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Offshore-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, wird ein sogenanntes optionales Stauchungsmodell eingeführt. Hierdurch wird die entsprechende Handlungsempfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt:

Wenn sich Anlagenbetreiber für diese Option entscheiden, verringert sich die Dauer der Anfangsvergütung von 12 auf 8 Jahre. Der Vergütungssatz erhöht sich im Gegenzug auf 19 Cent pro Kilowattstunde. Bei standortbedingter Verlängerung der Dauer der Anfangsvergütung setzt diese nach Ablauf der acht Jahre ein. Für die Zeit der Verlängerung wird der Anfangsvergütungssatz (15 Cent pro Kilowattstunde) gewährt. Danach folgt der Übergang in die reguläre Grundvergütung.

Zu § 31 Absatz 4 EEG

Offshore-Anlagen werden bedingt durch ihre Lage über einzelne häufig Recht lange Anschlussleitungen angeschlossen, die mit hohem Aufwand errichtet werden und schwer zugänglich sind. Bei einer verspäteten Inbetriebnahme der Anschlussleitung oder einem späteren Ausfall dieser Leitung können schnell erhebliche Einnahmeverluste entstehen, die die Wirtschaftlichkeit des Projekts bedrohen. Dies erhöht auch das Risiko und erschwert damit die Kapitalbereitstellung. Um den wirtschaftlichen Schaden zu begrenzen und gleichzeitig den Letztverbraucher nicht übermäßig zu belasten, sollen eventuelle Ausfallzeiten der Offshore-Anlage, die nicht im Einflussbereich des Anlagenbetreibers liegen, weil sie durch Störungen des Netzes verursacht werden und für die dieser auch vom Netzbetreiber keinen Schadenersatz erhalten kann, durch eine Verlängerung der Anfangsvergütung aufgefangen werden.

Zu § 31 Absatz 5 EEG

Absatz 5 ist gegenüber § 31 Absatz 3 EEG 2009 unverändert.

Zu den §§ 32 und 33 EEG

Die §§ 32 und 33 regeln die Vergütung für Strom, der unmittelbar aus solarer Strahlungsenergie gewonnen wird. Dabei regelt § 33 die Vergütung für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden und § 32 die Vergütung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf baulichen Anlagen, die keine Gebäude sind, und auf Freiflächen. § 32 entspricht mit der Ausnahme einiger Änderungen inhaltlich § 32 EEG 2009 in der am 1. Mai 2011 geltenden Fassung. Allerdings wurde § 32 aus systematischen Gründen umgestellt. Hierdurch sollen insbesondere bisher bestehende Unklarheiten zwischen dem Verhältnis der unterschiedlichen Flächen, auf denen der Strom aus solarer Strahlungsenergie nach dem EEG vergütet wird, beseitigt werden.

Die im Gesetz vorgesehenen Vergütungssätze verringern sich bereits zum 1. Januar 2012 entsprechend des „atmenden Deckels“ nach § 20a Absatz 2 bis 4. Um klarzustellen, dass die im Gesetz stehenden Vergütungssätze bereits im Jahr 2012 aufgrund des „atmenden Deckels“ angepasst werden, wurde der Zusatz „abzüglich der Verringerung nach § 20a“ eingefügt.

Die Regelung in § 20a Absatz 2, 3 und 4 lässt die zuletzt im „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ vom 12. April 2011 angepasste zubauabhängige Degression („atmender Deckel“) unverändert, so dass die Vergütungssätze, die die Bundesnetzagentur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gemäß § 20 Absatz 3 Satz 2 EEG 2011 am 31. Oktober 2011 im Bundesanzeiger veröffentlicht, den Vergütungssätzen für das Jahr 2012 nach diesem Gesetz entsprechen. In den folgenden Jahren richtet sich die Degression dann nach den §§ 20a Absatz 2, 4, 5, 6 und 7.

Zu § 32 Absatz 1 EEG

Den Grundvergütungssatz nach Absatz 1 erhalten nach Nummer 1 Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf baulichen Anlagen, die keine Gebäude sind und vorrangig zu anderen Zwecken errichtet worden sind. Dabei kommt es nicht darauf an, ob die bauliche Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme tatsächlich gerade entsprechend der Funktion ihres abstrakten, rechtlich qualifizierten Nutzungszwecks (z. B. Lärmschutzwand) genutzt wird. Eine vor oder nach Inbetriebnahme der Anlage tatsächlich erfolgte Aufgabe der ursprünglichen anderweitigen Hauptnutzung bleibt also bedeutungslos.

Ebenfalls den Grundvergütungssatz nach Absatz 1 erhalten zudem bestimmte Freiflächenanlagen, die bisher vergütungsfähigen Flächenkategorien bleiben unverändert.

Aus Klarstellungsgründen wird bei Freiflächen nach Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 3 jedoch nicht mehr auf die Errichtung der Anlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans abgestellt, da dies erhebliche Rechtsunsicherheit geschaffen hat, insbesondere in den Fällen, in denen sich die Verkündung des Bebauungsplans verzögert hat. Deswegen soll künftig auf den Satzungsbeschluss der Gemeinde über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans abgestellt werden.

Weiterhin wird mit der Ergänzung in Nummer 3 Buchstabe b klargestellt, dass der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auch dann eine Vergütung nach § 32 Absatz 1 erhält, wenn die Fläche in einem Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet ausgewiesen und die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten.

Im Sinne der Nummer 3 Buchstabe c sind Autobahnen alle Bundesautobahnen nach dem Bundesfernstraßengesetz sowie (soweit nicht identisch) alle Bundesautobahnen, die nach der Straßenverkehrsordnung als Autobahnen beschildert worden sind (Zeichen 330.1 der Anlage 3 zu Richtzeichen der Straßenverkehrsordnung). Die Randstreifen an diesen Autobahnen sind in der Regel aufgrund von Lärm und Abgasen vorbelastet. Deswegen soll Strom aus Anlagen auf diesen Flächen grundsätzlich vergütungsfähig sein.

Zu § 32 Absatz 2 EEG

In Absatz 2 wird eine besondere Vergütungshöhe für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf bestimmten Konversionsflächen und versiegelten Flächen festgelegt. Diese war auch im bisherigen Recht verankert, allerdings stellt sich in der Praxis die Frage nach der Vergütungshöhe, wenn die Anlage auf einer Konversionsfläche errichtet wird, die zugleich eine Fläche im Sinne des Absatz 1 darstellt. Dieses Verhältnis wird durch Absatz 2 klar gestellt. Durch die Formulierung „abweichend von Absatz 1“ wird verdeutlicht, dass der höhere Vergütungsanspruch auf Konversionsflächen auch dann gilt, wenn die Fläche zugleich eine Fläche nach Absatz 1 ist.

Eine Änderung des bisherigen Rechts wird in Absatz 2 Nummer 2 vorgenommen. Hiernach erhalten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf wirtschaftlichen, verkehrlichen, wohnungsbaulichen oder militärischen Flächen künftig keine feste EEG-Vergütung mehr, wenn diese Flächen zugleich rechtsverbindlich als Naturschutzgebiete im Sinne des § 23 Bundesnaturschutzgesetz oder als Nationalpark im Sinne des § 24 Bundesnaturschutzgesetz vor dem Aufstellungsbeschluss über einen Bebauungsplan festgesetzt worden sind. Insbesondere militärische Konversionsflächen haben oft eine vergleichsweise hohe naturschutzfachliche Bedeutung aufgrund ihrer langjährigen spezifischen Nutzung mit großflächig geringer Versiegelung, Zerschneidung, Störungsintensität und geringer Nährstoffbelastung. Die Änderung dient daher dem Natur- und Landschaftsschutz und soll verhindern, dass wertvolle Naturlandschaften durch die Errichtung von Freiflächenanlagen zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie beeinträchtigt werden.

Zu § 32 Absatz 3 EEG

Durch Absatz 3 wird eine Sonderregelung zur Inbetriebnahme von Fotovoltaikanlagen in das EEG aufgenommen. Da bei Fotovoltaikanlagen bereits ein einzelnes Fotovoltaikmodul als Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1 gilt, würde die Ersetzung eines defekten Moduls als Neuinbetriebnahme einer Anlage gelten. Sowohl Dach- als auch Freiflächenanlagen bestehen in der Regel aber aus einer Vielzahl von Modulen. Bei einem Austausch einzelner Module z. B. aufgrund eines Sachmangels würden damit für die unterschiedlichen Module unterschiedliche Vergütungssätze und eine unterschiedliche Vergütungsdauer gelten. Dies erscheint nicht sachgerecht, zumal die hohe Degression bei Fotovoltaikanlagen in diesen Fällen zu erheblichen Vergütungsausfällen bei den Anlagenbetreibern und unter Umständen zu hohen Schadensersatzforderungen gegen Installateure und Hersteller führen könnte. Zudem wäre in diesen Fälle die Abrechnung für die Netzbetreiber und die Überprüfung durch Wirtschaftsprüfer kaum durchführbar.

Vor diesem Hintergrund regelt Absatz 3, dass der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt von Anlagen davon unberührt bleibt, wenn einzelne, mehrere oder sogar alle Fotovoltaikmodule aufgrund von Sachmängeln, eines Diebstahls, eines technischen Defekts oder aufgrund von Beschädigungen durch neue Module ersetzt werden müssen. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Ersetzung des Moduls aufgrund einer Funktionsstörung, einer Beschädigung oder eines Diebstahls erfolgt. Das neue Modul erhält damit die gleich hohe Vergütung (für den restlichen Vergütungszeitraum) wie das ersetzte Modul. Es muss sich dabei aber um ein neues Modul handeln. Für bereits anderenorts in Betrieb genommene Module gilt § 32 Absatz 3 nicht.

Zu § 33 EEG

§ 33 Absatz 1 bestimmt den Vergütungssatz für Anlagen an oder auf Gebäuden und an oder auf Lärmschutzwänden.

Zu § 33 Absatz 1 EEG

Absatz 1 bestimmt den Vergütungssatz für Anlagen an oder auf Gebäuden und Lärmschutzwänden. Die Vergütungssätze sind nach Anlagengrößen gestaffelt. Die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sowie die dazu gehörenden Befestigungen der Anlagen, wie z. B. Halterungen, Aufständerung oder Fundamente, müssen in der Weise an oder auf einem Gebäude angebracht worden sein, dass ausschließlich das Gebäude das Gewicht dieser technischen Einrichtungen trägt und damit für die Anlage die Baulast tragende Funktion übernimmt.

Bei Lärmschutzwänden handelt es sich in Abgrenzung zu Lärmschutzwällen um in der Regel senkrechte künstliche Wände. Die erhöhte Vergütung wird deswegen gewährt, weil durch die senkrechte Anordnung der Anlagen im Regelfall ein geringerer Ertrag zu erwarten ist. Anlagen, die auf Lärmschutzwällen verankert sind, sind hingegen wie bauliche Anlagen zu behandeln.

Zu § 33 Absatz 2 EEG

Die Eigenverbrauchsregelung wird bis zum 1. Januar 2014 fortgeführt. Die Größenbegrenzung wird auf 100 Kilowatt installierter Leistung abgesenkt, so dass nur Anlagen, die nach § 19 Absatz 1 EEG als eine Anlage gelten, die Eigenverbrauchsregelung in Anspruch nehmen dürfen, die eine installierte Leistung von bis zu 100 Kilowatt haben. Größere Anlagen können die Eigenverbrauchsregelung nicht in Anspruch nehmen. Die Eigenverbrauchsregelung soll nur im engen räumlichen Zusammenhang Anwendung finden.

Es wird klargestellt, dass die Eigenverbrauchsregelung nur dann Anwendung finden kann, wenn der Strom nicht über ein öffentliches Netz im Sinne des § 3 Nummer 7 an Dritte durchgeleitet wird. Hierdurch erfolgt zugleich eine Abgrenzung zur Direktvermarktung. Der Strom, der nach § 33 Absatz 2 an Dritte verkauft wird, unterfällt gemäß § 33a Absatz 2 nicht den Regelungen zur Direktvermarktung, so dass auch § 39 nicht auf diesen Strom angewendet werden kann. Somit ist für den Strom, der nach § 33 Absatz 2 an Dritte verkauft wird, nach § 37 Absatz 2 die EEG-Umlage zu zahlen. Der Vergütungssatz für den direkt verbrauchten Strom ermittelt sich aus dem für die jeweilige Anlagengröße geltenden Vergütungssatz für Dachanlagen, der der jeweils geltenden Degression nach § 20a unterliegt, abzüglich einheitlich 16,38 Cent/kWh.

Die seit dem 1. Juli 2010 geltende Differenzierung der Höhe des Anreizes, nach der jeweils selbst verbrauchten Strommenge entfällt.

Zu § 33 Absatz 3 EEG

Absatz 3 ist unverändert zu § 33 Absatz 3 EEG 2009.

Zu Nummer 19 (Teil 3a EEG)

Durch Nummer 19 wird ein eigenständiger Teil zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das EEG aufgenommen. Hierdurch wird die besondere Bedeutung der Direktvermarktung unterstrichen. Der Teil setzt sich aus allgemeinen Bestimmungen (§§ 33a bis 33f) sowie besonderen Förderbestimmungen (§§ 33g und 33i) zusammen. In den allgemeinen Bestimmungen werden die verschiedenen Formen und Voraussetzungen der Direktvermarktung geregelt, und zwar unabhängig davon, in welcher Form und auf welchem Vermarktungsweg die Direktvermarktung erfolgt. Hierdurch werden auch die Anforderungen des § 17 EEG 2009 aufgegriffen. In den besonderen Bestimmungen wird eine Marktprämie (§ 33g) und eine Flexibilitätsprämie für Biogas (§ 33i) eingeführt. Flankiert werden diese besonderen Bestimmungen durch das sogenannte Grünstromprivileg (Grünstromhändlerprivileg), das eine besondere wirtschaftliche Motivation zur Direktvermarktung darstellt, das jedoch aus systematischen Gründen in § 39 geregelt ist (§ 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009). Darüber hinaus steht der neue Teil 3a in enger Wechselwirkung zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen, die in § 55 geregelt ist.

Zu § 33a EEG – neu –

§ 33a Absatz 1 entspricht inhaltlich § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009. Er ist die zentrale Norm, die die grundsätzliche Zulässigkeit der Direktvermarktung beschreibt und zugleich den Begriff „Direktvermarktung“ legaldefiniert. Die Voraussetzungen und Rechtsfolgen der Direktvermarktung werden in den Folgeparagrafen geregelt.

Absatz 2 ist lediglich klarstellender Natur. Er bestätigt die geltende Rechtslage, dass die Überlassung von Strom zum Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Inanspruchnahme eines öffentlichen Netzes nach § 16 Absatz 3 oder nach § 33 Absatz 2 keine Direktvermarktung im Sinne des EEG darstellt und daher diese Veräußerungen nicht an die Formen und Fristen der §§ 33b bis 33f gebunden sind. Hierdurch wird der inhaltliche Gleichklang zwischen § 16 Absatz 3, § 33 Absatz 2 und § 33a gewährleistet.

Zu § 33b EEG – neu –

§ 33b EEG fasst die verschiedenen Formen der Direktvermarktung aus Gründen der besseren Verständlichkeit des Gesetzes zusammen. Anlagenbetreiber haben demnach insgesamt drei Möglichkeiten, ihren Strom direkt zu vermarkten: Sie können ihn, erstens, direkt vermarkten und dafür eine Marktprämie nach § 33g in Anspruch nehmen (§ 33b Nummer 1). Sie können weiterhin den Strom an einen Grünstromhändler vermarkten, der ihn für das Grünstromprivileg nach § 39 nutzt (§ 33b Nummer 2). Schließlich können Anlagenbetreiber den Strom in sonstiger Weise vermarkten (§ 33b Nummer 3). Diese dritte Vermarktungsform umfasst jeden weiteren Vermarktungsweg und dient daher zugleich als Auffangtatbestand. Die Nummer 3 gilt z. B. für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, der ohne jegliche Förderunterstützung durch das EEG direkt vermarktet wird. Er gilt damit grundsätzlich auch für Strom, der nicht nach dem EEG vergütungsfähig ist; für diesen Strom sind indes auch die meisten Folgeparagrafen inhaltlich nicht einschlägig.

Die drei Direktvermarktungsformen schließen sich gegenseitig aus; eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber muss sich daher für eine der drei Formen entscheiden. Wird Strom gleichzeitig in mehreren Formen direkt vermarktet, verstößt eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber gegen das Doppelvermarktungsverbot (§ 56 EEG). Hieraus folgt auch, dass eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung keine doppelte Förderung nach dem EEG erhalten kann, er also nur entweder die Marktprämie in Anspruch nehmen oder durch eine Wertsteigerung des Stroms bei einer Vermarktung in das Grünstromprivileg Mehreinnahmen erzielen kann.

Ungeachtet dessen können Biogasanlagenbetreiber auch eine Flexibilitätsprämie nach § 33i in Anspruch nehmen; dies ist grundsätzlich nur bei einer Direktvermarktung in die Marktprämie (§ 33b Nummer 1) zulässig und stellt keine eigene Form der Direktvermarktung dar.

Zu § 33c EEG – neu –

§ 33c regelt die Pflichten der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber bei der Direktvermarktung.

Nach Absatz 1 dürfen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird. Dies soll die praktische Umsetzung der Direktvermarktung sicherstellen und Missbrauch effektiv verhindern. Auch der BDEW hat diese Einschränkung in seinem Umsetzungsvorschlag zur Marktprämie empfohlen. Ungeachtet dessen finden bei der Berechnung der Höhe der Marktprämie nach den §§ 33g und 33h die weiteren Messbestimmungen des § 19 Absatz 2 und 3 Anwendung, da sich diese unmittelbar auf die Höhe der von der konkreten Anlage erzielbaren festen Einspeisevergütung und damit über die Berechnung nach Nummer 1.2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz auf die Höhe der Marktprämie auswirken.

Abweichend von diesem Grundsatz kann nach Maßgabe des § 33f EEG auch nur ein Anteil dieser Strommenge vermarktet werden; § 33f geht als Spezialbestimmung § 33c Absatz 1 vor.

Absatz 2 regelt die weiteren Pflichten, die nur zu beachten sind, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihren Strom zur Inanspruchnahme der Marktprämie (§ 33b Nummer 1) oder zur Nutzung in das Grünstromprivileg (§ 33b Nummer 2) vermarkten; bei sonstigen Formen der Direktvermarktung sind diese besonderen Pflichten nicht zu berücksichtigen. Diese Pflichten sind erforderlich, weil nur der in den Formen des § 33b Nummer 1 und 2 direkt vermarktete Strom unmittelbar oder mittelbar über das EEG gefördert wird. Ziel der Pflichten des Absatzes 2 ist es daher, sicherzustellen, dass nur förderfähiger Strom die Fördermechanismen von Marktprämie und Grünstromprivileg in Anspruch nimmt und dass dieser Strom zugleich nicht mehrfach gefördert wird.

Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a bestimmt, dass der direkt vermarktete Strom grundsätzlich vergütungsfähiger Strom im Sinne der festen Einspeisevergütung sein muss: Strom, der nicht oder nicht mehr im System der festen Einspeise-

vergütung vergütet werden kann, kann daher auch keine Marktprämie in Anspruch nehmen oder im Rahmen des Grünstromprivilegs auf die Portfoliovorgaben angerechnet werden. Dies gilt auch für Strom, der nach § 17 nur eine verringerte Einspeisevergütung erhält: Da dieser Strom im Rahmen der festen Einspeisevergütung nur den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW*“) erhält und dieser Marktwert im Rahmen der Direktvermarktung ohnehin erzielt wird, entspricht Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a zugleich der gesetzgeberischen Wertung des § 17.

Nach Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b wird schließlich verhindert, dass der Strom doppelt gefördert wird, indem zugleich die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber vermiedene Netznutzungsentgelte nach § 18 StromNEV beziehen. Dies wird durch eine redaktionelle Anpassung der StromNEV flankiert (siehe unten).

Nach Absatz 2 Nummer 2 muss der Strom weiterhin in einer Anlage erzeugt worden sein, die mit einer technischen Einrichtung nach § 6 ausgestattet ist. Dies soll die hinreichende technische Flexibilität und Steuerbarkeit der Anlage gewährleisten. Diese Regelung ist neben § 6 erforderlich, weil § 6 – anders als die Bestimmungen über die Direktvermarktung – nicht für alle Bestandsanlagen gelten. Außerdem ist diese Regelung im Hinblick auf Anlagen erforderlich, die ausschließlich in das Grünstromprivileg vermarkten, da bei diesen Anlagen die Rechtsfolge der Verringerung der festen Einspeisevergütung (§ 17 Absatz 1) oder der Marktprämie (§ 33g Absatz 3) nicht wirken würde.

Nach Absatz 2 Nummer 3 muss ferner die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in 15 Minuten-Auflösung gemessen und bilanziert werden, und nach Nummer 4 muss der direkt vermarktete Strom in einem Unterbilanzkreis im Sinne des § 2 Nummer 11 StromNZV bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form des § 33b direkt vermarktet worden ist. Beide Maßnahmen dienen der Vermeidung von Missbrauch und stellen sicher, dass die Einspeisung nachvollziehbar bilanziert wird. Bei Nummer 3 wird das Verfahren für die Messung und Bilanzierung nicht vorgegeben, so dass alle Verfahren genutzt werden können, die nach allgemeinem Energiewirtschaftsrecht und insbesondere nach der StromNZV für Entnahmekunden zulässig sind.

Nummer 4 stellt sicher, dass mithilfe getrennter Bilanz- oder Unterbilanzkreise – also eines eigenen Unterbilanzkreises für die Direktvermarktung in die Marktprämie und eines eigenen Unterbilanzkreises für die Direktvermarktung in die Nutzung des Grünstromprivilegs – die Nutzung der beiden in Absatz 2 geregelten Formen der Direktvermarktung separiert erfasst werden kann, um hierdurch eine Möglichkeit zur Überprüfung der getrennten Vermarktung zum Ausschluss missbräuchlicher Doppelvermarktungen zu schaffen und zugleich eine statistische Evaluierung der Nutzung beider Direktvermarktungsinstrumente zu ermöglichen. Die in den Unterbilanzkreisen bilanzierten direkt vermarkteten Strommengen werden in dem vorgelagerten Abrechnungsbilanzkreis für den Ausgleich gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst.

Voraussetzung ist ein Bilanzkreis, der dem Anlagenbetreiber oder einem von ihm hiermit beauftragten Dienstleister zugeordnet ist (sogenannter Erzeugerbilanzkreis), der ausschließlich der Aufnahme von Strom dient, der in derselben Form des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktet wird. Gemeint ist mit diesem Bilanzkreis daher kein Bilanzkreis eines Händlers, in den Strom anderer Herkunft oder aus anderen Vermarktungsformen einfließt. Dementsprechend trennen die Erzeugerbilanzkreise nach den spezifischen Formen der Direktvermarktung gemäß § 33b Nummer 1 oder Nummer 2. Demgegenüber ist eine Kombination mehrerer Anlagen, die aus unterschiedlichen, nach dem EEG vergütungsfähigen erneuerbaren Energieträgern Strom erzeugen, in demselben Bilanzkreis nach § 33c Absatz 2 Nummer 4 dann zulässig, wenn für den Strom aus diesen Anlagen dieselbe Form des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 gewählt worden ist.

Absatz 3 sieht vor, dass bei direktvermarktenden Biomasseanlagen die Vergütungsvoraussetzungen nach § 27 Absatz 4 nicht eingehalten werden müssen. Diese Anlagen müssen folglich weder eine Mindestwärmenutzung noch einen Mindestanteil Gülle nachweisen. Hierdurch wird ein Anreiz gesetzt, dass diese Anlagen in die Direktvermarktung wechseln.

Zu § 33d EEG – neu –

§ 33d Absatz 1 führt das Erfordernis des § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009 fort, dass eine Direktvermarktung nur zum ersten Kalendertag eines Monats begonnen werden kann und ein Wechsel in die Direktvermarktung nur kalendermonatlich möglich ist. Dieses Prinzip wird nunmehr ausgedehnt auf die verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b, so dass künftig auch ein Wechsel zwischen verschiedenen Formen einer Direktvermarktung angezeigt werden muss. Hierdurch soll schneller und präziser erkannt werden, welche Vermarktungswege von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gewählt werden.

Absatz 2 Satz 1 entspricht der bereits bestehenden Mitteilungspflicht nach § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009. Die Sätze 2 und 3 legen weitere (verbindliche) Inhalte der Mitteilungen fest, die für eine effiziente Umsetzung der Direktvermarktung erforderlich sind. Dies entspricht u. a. einer Empfehlung des BDEW-Umsetzungsvorschlags zur Marktprämie. Diese Mitteilungspflichten können nach dem allgemeinen Zivilrecht von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern auch auf die Händler übertragen werden. Die Mitteilungen müssen, kumuliert für die drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung, nach der Neufassung des § 47 Absatz 1 Nummer 1 von den Netzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden und sodann nach § 52 von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihrer Transparenzplattform veröffentlicht werden, so dass jederzeit die Inanspruchnahme der verschiedenen Direktvermarktungswege auch im Internet für die Öffentlichkeit nachvollziehbar ist.

Nach Absatz 3 sind die Netzbetreiber verpflichtet, für die Wechselmitteilungen nach Absatz 2 bundesweit einheitliche und massengeschäftstaugliche Verfahren und Formate zur Verfügung zu stellen. Hierdurch soll ein möglichst effizienter Datenabgleich sichergestellt werden. Die Regelung orientiert sich an anderen energierechtlichen Regelungen, z. B. § 26 Absatz 2 GasNZV. Absatz 4 verpflichtet sodann die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber zur Ver-

wendung dieser nach Absatz 3 entwickelten Standardverfahren und Standardformate, sobald diese verfügbar sind.

Absatz 5 regelt die Verstöße gegen die Mitteilungspflicht. Die Einführung einer Sanktionsnorm für diese Pflichtverletzung wurde von den wissenschaftlichen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht empfohlen, weil anderenfalls ein Leerlaufen dieser Pflichten zu befürchten sei. Absatz 5 regelt die Rechtsfolgen, die eintreten, während sich Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung befinden, also die Fälle, in denen sie nach Absatz 1 Nummer 1 von der festen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung wechseln oder in denen sie nach Absatz 1 Nummer 2 zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung wechseln: Die Auswirkungen einer fehlerhaften Wechsel-Übermittlung sind bei einem Wechsel in die Marktprämie in § 33g Absatz 3 geregelt, und bei einem entsprechenden Wechsel in das Grünstromprivileg ist die Rechtsfolge in § 39 Absatz 2 geregelt.

Unbeschadet dessen ist die Rechtsfolge bei einem fehlerhaften Wechsel in die feste Einspeisevergütung im Abschnitt über die feste Einspeisevergütung geregelt, da sich die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber infolge des Wechsels im Regime der festen Einspeisevergütung befindet: Die Rechtsfolge bei Verstößen gegen Absatz 1 Nummer 3 in Verbindung mit Absatz 3 sind daher in § 17 Absatz 3 geregelt.

Zu § 33e EEG – neu –

§ 33e entspricht inhaltlich § 17 Absatz 1 Satz 2 und 3 EEG 2009. Zusätzlich wird klargestellt, dass auch die Pflicht zur Andienung des gesamten Stroms nach § 16 Absatz 3 entfällt.

Nach § 33e Satz 2 wird der Zeitraum der Direktvermarktung auf die Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2 angerechnet. Das bedeutet, dass sich durch die Zeiträume der Direktvermarktung die gesetzliche Vergütungsdauer nicht verlängert.

Zu § 33f EEG – neu –

§ 33f Absatz 1 führt § 17 Absatz 2 EEG 2009 fort und erstreckt die Regelung auch auf die Fälle, in denen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihren Strom anteilig in verschiedene Formen der Direktvermarktung vermarkten (z. B. 75 Prozent des in der Anlage erzeugten Stroms in die Inanspruchnahme der Marktprämie als Direktvermarktung im Sinne des § 33b Nummer 1 und 25 Prozent in das Grünstromprivileg, § 33b Nummer 2). Im Übrigen ist Absatz 1 inhaltlich unverändert zu § 17 Absatz 2 EEG 2009. Möglich ist insoweit auch, dass Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber im Falle einer bereits bestehenden anteiligen Direktvermarktung lediglich die prozentualen Anteile verändern, ohne zugleich die Vermarktungsform zu wechseln. Nach Absatz 1 Nummer 1 ist aber auch in solchen Fällen eine Mitteilung nach § 33d Absatz 2 erforderlich.

Die Prozentwerte beziehen sich auf die jeweils messtechnisch erfassten viertelstündlichen Leistungsmittelwert der tatsächlichen Einspeisung und stellen mithin keine statistische Leistungsscheibe der Anlage dar. Die Nachweispflicht kann nur mit einer registrierenden Leistungsmessung, die eine jederzeitige Datenübertragung, also zu jeder Viertelstunde ermöglicht, erfüllt werden.

Absatz 2 stellt die Rechtsfolgen der anteiligen Direktvermarktung im Hinblick auf § 33e und den Vergütungsanspruch nach § 16 dar. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass der Prozentsatz, zu dem der Strom der festen Einspeisevergütung oder einer Direktvermarktungsform zugeordnet wird, Gegenstand der Mitteilung nach § 33d Absatz 2 ist und daher nur kalendermonatlich geändert werden kann; bei jeder Änderung des Prozentsatzes ist eine Wechselmitteilung vorzunehmen.

Liegt keine wirksame Wechselmitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 vor oder werden die der Direktvermarktung sowie der Vergütung nach § 16 zugeordneten Prozentsätze nicht nach Absatz 1 Nummer 2 eingehalten, ordnet Absatz 3 Satz 1 eine Verringerung des Vergütungsanspruchs nach § 16 auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 an. Nach Satz 2 gilt diese Verringerung bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung eines solchen Verstoßes folgt. Diese gegenüber § 17 Absatz 2 verlängerte Sanktionsdauer greift insbesondere auch, soweit der Prozentsatz unterschritten wird, welcher der Vergütung nach § 16 zugeordnet wird. Insoweit geht Absatz 3 dem tatbestandlich ebenfalls einschlägigen § 17 Absatz 2 Nummer 3 als speziellere Regelung vor. Absatz 3 Satz 2 stellt klar, dass sich die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1 bezüglich der Marktprämie und des Grünstromprivilegs aus § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2 ergeben.

Da § 33f ansonsten eine Sonderform der Direktvermarktung ist, finden auch die übrigen Bestimmungen des Abschnitts Anwendung, soweit sie nicht durch § 33f verdrängt werden.

Zu § 33g EEG – neu –

§ 33g führt die Marktprämie ein. Hierdurch wird die entsprechende Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die konkrete Ausgestaltung der Marktprämie geht auf eine Ausarbeitung des Fraunhofer ISI zurück. Zur näheren Begründung wird auf den EEG-Erfahrungsbericht und auf die Studie *Sensfuß/Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter des Modells der gleitenden Marktprämie, Karlsruhe, 16. Januar 2011, verwiesen.

Absatz 1 Satz 1 enthält die Anspruchsgrundlage für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber auf die Marktprämie. Der Anspruch richtet sich gegen den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist oder in dessen Netz der Strom nach § 8 Absatz 2 weitergegeben wird.

Satz 2 stellt klar, dass die Marktprämie nur für tatsächlich eingespeisten Strom gewährt wird. Dies entspricht der seit langem anerkannten Voraussetzung auch der festen Einspeisevergütung nach § 16, wie dies auch durch § 16 Absatz 1 Satz 2 klargestellt wird. Der unterschiedliche Wortlaut zwischen § 16 Absatz 1 Satz 2 und § 33g Absatz 1 Satz 2 resultiert aus der unterschiedlichen Struktur der festen Einspeisevergütung mit seinem Abnahmevorrang und der Direktvermarktung. Die Klarstellung in § 33g verhindert, dass die Marktprämie auch auf Strom ausgezahlt wird, der nicht aus der Anlage der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers stammt. Dies kann insbesondere in den Zeiten relevant

sein, in denen an der Börse die Strompreise niedriger sind als die Grenzkosten der Stromerzeugung in einer Erneuerbare-Energien-Anlage, so dass eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber die Anlage drosseln und die eingegangene Lieferverpflichtung durch börslich gehandelten (Grau-)Strom ersetzen könnte. Infolge dessen besteht kein Anspruch auf die Marktprämie, wenn der Strom nicht erzeugt worden ist. Sofern der Strom deshalb nicht erzeugt wurde, weil die Anlage nach § 11 im Zuge des Einspeisemanagements geregelt worden ist, besteht ebenfalls kein Anspruch auf die Marktprämie; hier jedoch besteht ein Anspruch auf Erstattung der entgangenen Einnahmen, also der Marktprämie, nach § 12.

Absatz 2 beschreibt die Berechnung der Marktprämie und verweist zur näheren Konkretisierung auf Anlage 4 zum EEG.

Absatz 3 stellt klar, dass die Marktprämie nur in Fällen einer zulässigen Direktvermarktung gewährt wird: Der Anspruch verringert sich daher, soweit Anlagenbetreiber gegen die Direktvermarktungspflichten des § 33c, § 33d oder § 33f verstoßen. Bei einem solchen Verstoß entfällt der Anspruch auf die Marktprämie. Eine Reduzierung auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW*“) wie in § 17 Absatz 2 oder 3 ist nicht erforderlich, weil dieser Strom bereits direkt vermarktet und daher ein Marktwert erzielt wird.

Absatz 4 erstreckt die Aufrechnungsanforderungen, die nach § 22 bei der festen Einspeisevergütung bestehen, auf die Zahlungen der Marktprämie.

Zu § 33h EEG – neu –

§ 33h definiert den anzulegenden Wert. Er ist Grundlage für die Berechnung der Marktprämie nach Nummer 1 der Anlage 4 zum EEG. Er entspricht im Ausgangspunkt der Höhe der festen Einspeisevergütung, also der Vergütung nach § 16 nach Maßgabe der §§ 17 bis 33, also z. B. auch einschließlich aller Boni. Bei großen Biogasanlagen, bei denen ab dem Jahr 2014 die Marktprämie verpflichtend eingeführt wird und bei denen daher keine Vergütungssätze für die feste Einspeisevergütung mehr vorgesehen sind (§ 27 Absatz 3, § 27a Absatz 2), wird über den Ausschluss dieser Regelungen der anzulegende Wert über eine Fiktion der Vergütungssätze geregelt.

Zu § 33i EEG – neu –

§ 33i führt eine optionale Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen ein. Hierdurch wird die entsprechende Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die konkrete Ausgestaltung der optionalen Flexibilitätsprämie geht auf eine Ausarbeitung des Fraunhofer IWES zurück. Zur näheren Begründung wird auf den EEG-Erfahrungsbericht und auf die Studie *Holzhammer/Rohrig/Hochloff et al.,* Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan – Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument, Kassel, 29. April 2011, verwiesen.

Absatz 1 enthält die Anspruchsgrundlage für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber auf die Flexibilitätsprämie. Der Anspruch richtet sich gegen den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist oder in dessen Netz der Strom nach § 8 Absatz 2 weitergegeben wird. Die Prämie kann zusätzlich zur Marktprämie in Anspruch genommen werden. Des Weiteren regelt Absatz 1 die Anspruchsvoraussetzungen:

Nach Nummer 1 wird die Flexibilitätsprämie nur gewährt, wenn der in der Biogasanlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wird, also die Marktprämie in Anspruch genommen wird. Eine akzessorische Koppelung an die Zahlung der Marktprämie besteht jedoch nicht: Voraussetzung ist nur eine Direktvermarktung in der Form des § 33b Nummer 1, so dass in Fällen, in denen ausnahmsweise die Marktprämie entfällt, also insbesondere in den Fällen des § 33g Absatz 3, die Flexibilitätsprämie dennoch gewährt wird, weil die Rechtsfolge des § 33g Absatz 3 bereits ausreichenden Sanktionscharakter hat.

Das Erfordernis nach Nummer 1 bedeutet, dass der gesamte in der Biogasanlage erzeugte Strom direkt vermarktet werden muss. Eine anteilige Direktvermarktung ist nicht zulässig; § 33i geht als speziellere Bestimmung dem § 33f vor. Außerdem muss die Direktvermarktung in die Marktprämie in dem gesamten Zeitraum, in dem die Prämie in Anspruch genommen wird, eingehalten werden, also für zehn Jahre (Absatz 4 Satz 1). Ein zwischenzeitlicher Ausstieg aus der Marktprämie nach § 33d Absatz 1 führt zu einem Entfallen des Anspruchs für die gesamte Zukunft.

Nummer 2 regelt als weitere Anspruchsvoraussetzung, dass die Bemessungsleistung im Sinne des § 3 Nummer 2a in dem jeweiligen Kalenderjahr, für das die Prämie in Anspruch genommen wird, mindestens das 0,2fache der installierten Leistung im Sinne des § 3 Nummer 6 beträgt. Damit wird eine Mindestauslastung der Anlage gewährleistet, um eine Förderung von nicht genutzter Kapazität auszuschließen. Hinsichtlich der Berechnung der Bemessungsleistung wird auf Nummer 1 der Anlage 5 verwiesen; hier sind Besonderheiten bei der Berechnung der Bemessungsleistung im ersten und letzten Jahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zu berücksichtigen.

Die Nummern 3 und 4 legen als weitere Anspruchsvoraussetzungen fest, dass die Anlage in einem Anlagenregister angemeldet worden sein muss und dass eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter vorab die technische Eignung der Anlage für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bescheinigt haben muss. Zum Nachweis der technischen Eignung der Anlage für den anspruchsbegründenden bedarfsorientierten Betrieb muss die Umweltgutachterin oder der Umweltgutachter bescheinigen, dass die Anlage einen flexiblen Betrieb durch Installierung zusätzlicher Leistungskapazität (P_{Zusatz}) grundsätzlich technisch ermöglicht, wobei die installierte zusätzliche Leistungskapazität entsprechend der Berechnungsformel nach Anlage 5 mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung beträgt (berücksichtigungsfähig ist nach Anlage 5 im Höchstfall das 0,5-fache der installierten Leistung). Die technische Eignung der Anlage für einen bedarfsorientierten flexiblen Betrieb ist der Umweltgutachterin oder dem Umweltgutachter durch einen insgesamt dreitägigen Demonstrationsbetrieb unter Ausschöpfung des maximalen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch die Anlage vorgesehenen Verlagerungspotenzials nachzuweisen.

Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entsteht erst, sobald diese Voraussetzungen erfüllt sind; Verspätungen führen daher nicht zu einem Wegfall der Flexibilitätsprämie,

sondern zu einem späteren Beginn des Anspruchs auf die Prämie. Sofern z. B. ein Anlagenbetreiber zum 1. Januar eines Jahres in die Flexibilitätsprämie wechselt, die Bescheinigung des Umweltgutachters jedoch erst zum 31. Januar vorlegen kann, wird die Flexibilitätsprämie nur für den Strom ausgezahlt, der ab 1. Februar erzeugt wird. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird auf Basis des in Anlage 5 beschriebenen Berechnungsverfahrens für den jeweiligen Bezugszeitraum berechnet.

Absatz 2 beschreibt die Berechnung der Flexibilitätsprämie und verweist zur näheren Konkretisierung auf Anlage 5 zum EEG.

Die Absätze 3 und 4 regeln die Dauer und Mitteilungspflichten der Flexibilitätsprämie. Die Prämie wird für zehn Jahre gezahlt. Dieser Zeitraum beginnt am ersten Tag des übernächsten Kalendermonats, nachdem die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie dem Netzbetreiber mitgeteilt hat.

Absatz 5 erstreckt die Aufrechnungsanforderungen, die nach § 22 bei der festen Einspeisevergütung bestehen, auf die Zahlungen der Marktprämie.

Zu Nummer 20 (§§ 35 bis 39)

Durch Nummer 20 werden die Vorschriften zum Ausgleichsmechanismus neu gefasst. Die Änderungen zeichnen zum einen die Änderungen durch das Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung zum 1. Januar 2010 im EEG nach; zum anderen enthalten die Neuregelungen insbesondere Anpassungen an die Einführung der Marktprämie nach § 33g EEG. Im Einzelnen:

Zu § 35 EEG

Die Änderungen in § 35 dienen u. a. der Umsetzung der Marktprämie. Während Absatz 1 inhaltlich § 35 Absatz 1 EEG 2009 entspricht, erweitert § 35 Absatz 1a – neu – die finanzielle Ausgleichspflicht zwischen aufnehmendem Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber auch hinsichtlich der an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber nach § 33g und § 33i zu zahlenden Prämien.

§ 35 Absatz 2 und 3 entwickeln § 35 Absatz 2 EEG 2009 fort: Da nach § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b die vermiedenen Netzentgelte von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern nicht bei einer Direktvermarktung in die Marktprämie oder in das sogenannte Grünstromprivileg in Anspruch genommen werden dürfen, sind sie vielmehr – zur Vermeidung einer ungerechtfertigten Bereicherung des Verteilnetzbetreibers – an den Übertragungsnetzbetreiber auszukehren. Es bestehen also nach den Absätzen 1 und 1a Ausgleichspflichten vom Übertragungsnetzbetreiber an den Verteilnetzbetreiber und nach Absatz 2 vom Verteilnetzbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber; diese Ausgleichszahlungen sind zu saldieren (Absatz 3), so dass im Ergebnis nur eine Zahlung zugunsten eines Netzbetreibers erfolgt. Dies wird derzeit in aller Regel der Verteilnetzbetreiber sein. Ausnahmen können perspektivisch z. B. bei Netzen vorliegen, bei denen die ganz überwiegende Anzahl der angeschlossenen Anlagen in das Grünstromprivileg direkt vermarktet oder in denen die Summe der gezahlten Marktprämien niedriger als die Summe der vermiedenen Netzentgelte ist.

Durch den neuen Absatz 4 wird schließlich klargestellt, dass sowohl die Übertragungsnetzbetreiber von den aufnehmenden Netzbetreibern (Satz 1) als auch die aufnehmenden Netzbetreiber von den Anlagenbetreibern (Satz 3) überhöhte Vergütungszahlungen oder eine höhere als in den §§ 33g und 33i vorgesehene Prämie zurückfordern müssen. Werden hierdurch Einnahmen erzielt, sind diese nach Maßgabe des § 38 Nummer 1 bei den folgenden Abrechnungen zu berücksichtigen. Zur effizienten Abwicklung dieser Rückforderungsansprüche ist das Aufrechnungsverbot des § 22 Absatz 1 diesbezüglich nicht anwendbar (Satz 4). Um eine Rückabwicklung über längere Zeiträume zu vermeiden, verjährt der Rückforderungsanspruch in Abweichung von der Regelverjährung nach den §§ 195, 199 BGB mit Ablauf des 31. Dezembers des auf die Einspeisung folgenden Jahres (Satz 2). Satz 2 zweiter Halbsatz stellt klar, dass mit Verjährung des Rückforderungsanspruchs auch die Pflicht zu dessen Geltendmachung nach Satz 1 erlischt.

Zu § 36 EEG

Zu den Änderungen in den Absätzen 1 bis 3 wird auf die Vorbemerkung zu den §§ 35 bis 39 verwiesen.

Darüber hinaus wird § 36 Absatz 4 EEG 2009 gestrichen, da die Vorschrift aufgrund des neuen Wälzungsmechanismus entfallen kann. Der Strom wird zukünftig nach § 37 Absatz 1 durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Börse vermarktet und nicht mehr als Band an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergegeben.

Zu § 37

In § 37 werden Änderungen vorgenommen, um die durch die Ausgleichsmechanismusverordnung eingeführte neue Wälzung gesetzlich zu verankern.

Die Vermarktung des nach dem EEG geförderten und von den Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber gelieferten Stroms obliegt im Rahmen der neuen Wälzung den Übertragungsnetzbetreibern. Diese haben den Strom diskriminierungsfrei und transparent zu vermarkten (Absatz 1). Vorgaben zur Vermarktung im Einzelnen können im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung bzw. der Ausgleichmechanismus-Ausführungsverordnung gemacht werden. Dies betrifft insbesondere den Vermarktungsweg (börsliche Vermarktung, OTC), den Vermarktungszeitpunkt (Terminmarkt oder Spotmarkt) sowie die Vermarktungskonditionen (Preislimits u. Ä.). Im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung kann auch ein anderer Akteur mit der Vermarktung des Stroms beauftragt werden. Im Gegenzug entfällt die in § 37 Absatz 1 EEG 2009 geregelte Abnahmepflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Absatz 2 regelt die Grundlagen für die Bestimmung der EEG-Umlage. Danach ist diese in Form einer Differenzkostenberechnung zwischen Vermarktungserlösen und Ausgaben für Vergütungen zu ermitteln. Die Differenz wird auf alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen anteilig zu der von ihm an eine Letztverbraucherin oder einen Letztverbraucher gelieferten Strommenge in der Weise verteilt, dass jedes Unternehmen dieselben Kosten pro Kilowattstunde trägt. Da die genaue Strommenge die ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen im laufenden Jahr liefern wird, nicht im Vorhinein bekannt ist, haben die Elektrizitätsversor-

gungsunternehmen monatliche Abschlagszahlungen auf die tatsächlich fällige EEG-Umlage zu zahlen. Dies entspricht der Regelung des § 39 EEG 2009.

Der frühere Absatz 2, der die Bestimmung der Abnahmemenge enthielt, und der frühere Absatz 3, mit dem die Vergütungshöhe für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen abzunehmende Strommenge berechnet wurde, entfallen im Gegenzug.

Der bisherige Absatz 4 entfällt mit Blick auf die Regelung in § 3 Absatz 6 der Ausgleichsmechanismusverordnung. Der neue Absatz 3 entspricht im Wesentlichen dem Absatz 6 der bisher geltenden Fassung. Allerdings wird die Eigenerzeugung künftig nur dann von der EEG-Umlage befreit, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet wird, es sei denn der Strom wird durch den Betreiber oder Betreiberin einer Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht. Der Eigenverbrauch durch den Stromerzeuger wird ähnlich auch nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a des Stromsteuergesetzes von der Stromsteuer befreit. Die Vorschrift im EEG ist in Übereinstimmung mit der Bestimmung aus dem Stromsteuergesetz auszulegen, soweit beide inhaltlich übereinstimmen. Der Begriff Netz ist in § 3 Nummer 7 EEG legaldefiniert und bezieht sich nur auf Netze der allgemeinen Versorgung. Lieferungen von Strom außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung sind weiterhin nach Absatz 1 von der EEG-Umlage erfasst, es sei denn, es handelt sich um eine Eigenerzeugung, bei der dieselbe juristische Person den Strom erzeugt und ohne Nutzung eines Netzes der allgemeinen Versorgung verbraucht.

Zu § 38 EEG

Die Neufassung des § 38 enthält zum einen Folgeänderungen zu dem neuen § 37. Zum anderen werden die Entscheidungen der Clearingstelle EEG in kontradiktorischen Verfahren in den Kreis der Entscheidungen aufgenommen, die eine nachträgliche Korrektur der EEG-Umlage ermöglichen. Hierdurch wird die vom EEG-Erfahrungsbericht empfohlene Besserstellung der Rechtswirkungen der Entscheidungen der Clearingstelle umgesetzt.

Zu § 39 EEG

§ 39 führt das sogenannte Grünstromprivileg nach § 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009 fort und modifiziert es in Umsetzung der Empfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts.

Absatz 1 enthält die Voraussetzungen, die ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfüllen muss, um das Grünstromprivileg in Anspruch nehmen zu können.

Nach Nummer 1 setzt das Grünstromprivileg voraus, dass sich das Stromportfolio aus mindestens 50 Prozent Strom zusammensetzt, der nach dem EEG vergütungsfähig ist (siehe auch § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a). Für diese Portfoliovorgabe können alle Formen (vergütungsfähiger) erneuerbarer Energien und Grubengas verwendet werden. Als Teilmenge hiervon schreibt Buchstabe b weiterhin vor, dass mindestens 30 Prozent des gesamten Portfolios aus fluktuierenden erneuerbaren Energien stammen müssen. Hierdurch wird sichergestellt, dass der besondere Mehrwert des Grünstromprivilegs die Marktintegration erneuerbarer Energien ist und sich dieser Mehrwert darin äußern muss, dass auch ein Mindestanteil fluktuierender erneuerbarer Energien in dem Portfolio enthalten sein muss, da sich diese deutlich schwieriger in das System integrieren lassen als die steuerbaren Energieträger wie Biomasse. Der gesamte Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wird auf die 50 Prozent-Vorgabe angerechnet, so dass z. B. ein Stromhändler die Voraussetzungen erfüllt, wenn 30 Prozent seines Gesamtportfolios durch Windenergie und weitere 20 Prozent seines Gesamtportfolios durch Wasserkraft und Biomasse gedeckt werden.

Bezugspunkt der Mengenvorgaben ist die Strommenge, die die Händler an alle ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher physisch liefern, und von diesen Mengen müssen im Monatsdurchschnitt die 50- und 30-Prozent-Anteile erreicht werden. Ein jederzeitiges Nachfahren der Lastkurve im 15 Minuten-Takt ist nicht erforderlich. Allerdings dürfen nie mehr als 100 Prozent des tatsächlichen Bedarfs der Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher bei der Berechnung in Ansatz gebracht werden. Dies folgt bereits bei der geltenden Rechtslage daraus, dass sich die Portfoliovorgaben nur auf die gelieferten Strommengen beziehen und nicht mehr als 100 Prozent Strom geliefert werden kann; dies soll nunmehr durch Nummer 1 letzter Halbsatz zur Vermeidung von Missbrauch deutlicher zum Ausdruck gebracht werden. Im Übrigen wird eine Rechtsverordnung zur Konkretisierung des Nachweises dieser Voraussetzungen eingeführt (§ 64f Nummer 5 Buchstabe b). Hierbei kann insbesondere zur besseren Überprüfbarkeit und zur Vermeidung von Missbrauch und auch daran angeknüpft werden, dass die gesamten Strommengen, die in das Grünstromprivileg direkt vermarktet werden, über einen eigenen Unterbilanzkreis bilanziert werden müssen (§ 33c Absatz 2 Nummer 4).

Nach Nummer 2 müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die das Grünstromprivileg in Anspruch nehmen wollen, dies bereits ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. September des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres mitteilen. Hierdurch wird eine bessere Abschätzung der Mengen des Grünstromprivilegs bei der Festsetzung der EEG-Umlage jeweils zum 15. Oktober ermöglicht. Für das Jahr 2012 enthält § 66 Absatz 9 eine Übergangsvorschrift mit einem abweichenden Datum für das Vermarktungsjahr 2012; im Übrigen sind die Voraussetzungen nach § 39 bereits im Jahr 2012 vollständig einzuhalten.

Nach Nummer 3 müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen schließlich ihrem Übertragungsnetzbetreiber das Vorliegen der Voraussetzungen nach Nummer 1 für ihren Bilanzkreis nach Maßgabe des § 50 nachweisen.

Absatz 2 Nummer 1 bestimmt, dass nur Strommengen berücksichtigt werden, die von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern in ordnungsgemäßer Weise direkt vermarktet worden sind. Bei Verstößen gegen die im Einzelnen benannten Pflichten dürfen die entsprechenden Strommengen nicht auf die Portfoliovorgaben nach Absatz 1 Nummer 1 angerechnet werden. Diese Rechtsfolge entspricht spiegelbildlich der Rechtsfolge fehlerhafter Direktvermarktungen bei der Marktprämie nach § 33g Absatz 3. Dasselbe gilt für Strom, der nicht direkt vermarktet wird. So wird etwa Strom, der aus solarer Strahlungsenergie erzeugt und nach § 33 Absatz 2 an Dritte zum Selbstverbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe veräußert wird, nicht auf das

Portfolio angerechnet, weil dieser Strom nicht direkt vermarktet wird (§ 33a Absatz 2).

Nach Nummer 2 darf ferner nur Strom auf die Portfoliovorgaben angerechnet werden, wenn der Strom von seiner Einspeisung bis zur Lieferung an die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher in Bilanz- oder Unterbilanzkreisen bilanziert wird, in denen ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Form des § 33b Nummer 2 direkt vermarktet worden ist.

Zu Nummer 21 (§§ 40 bis 41 EEG)

Nummer 21 setzt die Empfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts zur besonderen Ausgleichsregelung um.

Zu § 40 EEG

Die Änderungen in Absatz 1 sind Folgeänderungen des neugestalteten Wälzungsmechanismus und der Änderungen in § 41. Zukünftig können nicht mehr die von den Stromversorgungsunternehmen abzunehmenden Strommengen begrenzt werden. Hier wird nunmehr die EEG-Umlage unmittelbar begrenzt. Infolge dessen ist § 40 Absatz 2 EEG 2009 überflüssig: Eine Begrenzung der abzunehmenden Strommengen ist nicht mehr erforderlich; die Begrenzung der EEG-Umlage wird bereits im Satz 1 des neuen § 40 geregelt. § 40 Absatz 2 EEG 2009 kann somit entfallen.

Zu § 41 EEG

Die Bedingungen für die Begünstigung nach Absatz 1 unterteilen sich zukünftig in solche, die – wie bisher – für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachgewiesen werden müssen, und solche, die vor der Antragstellung erfüllt sein müssen.

Durch Nummer 1 werden die Anforderungen von § 41 Absatz 1 Nummer 1 bis 3 EEG 2009 inhaltlich übernommen. Dabei sinkt die Strombezugsgrenze in Nummer 1 Buchstabe a auf 1 Gigawattstunde. Hierzu im Einzelnen auch in der Begründung zu Absatz 3. Die Formulierung in Buchstabe c weicht als Folge der Überführung der Regelungen der Ausgleichsmechanismusverordnung in den Gesetzestext leicht von der Formulierung in § 41 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2009 ab.

In Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b wird die Anforderung des Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung etwas gelockert. Es muss nunmehr mindestens 14 und nicht mehr mindestens 15 Prozent betragen. Weiterhin wird zukünftig auf die von den Unternehmen zu tragenden Stromkosten abgestellt. Grundsätzlich sind Stromkosten nur solche, die durch einen Bezug von Strom von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstehen. Die Unternehmen der EEG-Ausgleichsregelung erhalten (zukünftig) die im Rahmen des Emissionshandels Stromkostenbeihilfen. Diese Entlastungen müssen bei der Berechnung der Stromintensität berücksichtigt werden.

Nach Nummer 2 muss das Zertifizierungserfordernis zukünftig nicht mehr für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachgewiesen werden. Es reicht vielmehr aus, wenn die Zertifizierung im Zeitpunkt der Antragstellung gültig ist. Hintergrund der Änderung sind zahlreiche gescheiterte Anträge, weil Unternehmen in dem Zeitpunkt, in dem sie feststellten, dass sie die Antragsvoraussetzungen im Übrigen erfüllen, die Zertifizierung wegen des Ablaufs des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs nicht mehr nachholen konnten. Auch wird für Unternehmen mit einem Stromverbrauch bis 10 Gigawattstunden eine Ausnahme für die Energieeffizienzanforderungen vorgesehen.

Die Änderungen in Absatz 2 folgen den Änderungen in Absatz 1 und sind redaktioneller Art.

In Absatz 2a wird die Definition des Begriffs neu gegründetes Unternehmen konkretisiert, um Rechtsklarheit zu schaffen. Wird ein Unternehmen auf Basis des Betriebsvermögens eines bestehenden Unternehmens gegründet, kann dieses unter Rückgriff auf die Daten dieses Unternehmens einen Antrag nach Absatz 1 stellen. Eine Antragstellung im Rahmen der Regeln für neu gegründete Unternehmen ist dagegen nicht möglich. Der Begriff der Umwandlung ist dabei weiter zu verstehen als nach dem Umwandlungsgesetz. Er umfasst sämtliche Änderungen bereits bestehender Konstruktionen, sei es durch Verkauf von Unternehmensteilen, Ausgliederungen oder Überlassung von Unternehmensteilen an Dritte u. Ä.

Auch neu gegründete Unternehmen müssen den Nachweis der Erfüllung der Grenzwerte nach Absatz 1 Nummer 1 durch Vergangenheitsdaten auf der Basis zumindest eines Rumpfgeschäftsjahres führen. Eine Begrenzung auf der Basis von Prognosedaten oder Hochrechnungen ist nicht zulässig.

In Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b wird zukünftig auf die von den Unternehmen zu tragenden Stromkosten abgestellt. Grundsätzlich sind Stromkosten nur solche, die durch einen Bezug von Strom im Sinne von Strom von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstehen. Die Unternehmen der EEG-Ausgleichsregelung erhalten (zukünftig) die im Rahmen des Emissionshandels Stromkostenbeihilfen. Diese Entlastungen müssen bei der Berechnung der Stromintensität berücksichtigt werden.

Absatz 3 regelt die Begrenzung der EEG-Umlage im Einzelnen. Nach Nummer 1 kommt es zukünftig zu anteiligen Begrenzungen, so dass an der Grenze zur nächst höheren Begünstigungsstufe keine Schwellen mehr entstehen, weil die Sockelbelastung auch von den stärker begünstigten Unternehmen zu tragen ist.

In Absatz 4 wird die Definition „Abnahmestelle“ konkretisiert. Eine Abnahmestelle für die Abgabe elektrischer Energie an Letztverbraucher umfasst die räumlich zusammenhängenden elektrischen Anlagen eines Letztverbrauchers auf einem Betriebsgelände, die über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Stromnetz verbunden sind und in der Dispositionsbefugnis des Antrag stellenden Unternehmens stehen. Dabei wird nicht auf die einzelne Kuppelstelle zwischen Netz und Betrieb abgestellt, sondern es hat vielmehr eine wertende Zusammenfassung aller auf einem Betriebsgelände vorhandenen Verbindungsstellen zu erfolgen. Hintergrund ist, dass sowohl den technischen Zwängen Rechnung zu tragen ist, etwa dem Bezug aus Netzen verschiedener Spannungsebenen, als auch Vorkehrungen zu treffen sind wie die Schaffung mehrerer Verbindungen, um in Revisionszeiten die Stromversorgung nicht zu gefährden. Jeder Entnahmepunkt wird eindeutig durch die Zählpunktbezeichnung bestimmt.

Die technischen elektrischen Einrichtungen müssen sich darüber hinaus räumlich zusammenhängend auf einem abgegrenzten und in sich geschlossenen Betriebsgelände befinden. So liegen unterschiedliche Abnahmestellen bereits vor, wenn auf einem Betriebsgelände mehrere hinsichtlich der Stromversorgung unabhängige und räumlich voneinander getrennte Bereiche bestehen. Sofern ein Unternehmen über verschiedene Betriebsgelände verfügt, können deren Strombezüge nicht als an einer Abnahmestelle bezogen addiert werden.

Der räumliche Zusammenhang auf einem abgegrenzten und in sich geschlossenen Betriebsgelände ist unter Umständen noch gewahrt, wenn das Betriebsgelände durch eine öffentliche Straße in zwei Teile getrennt wird, jedoch die vorhandenen Anlagen auf beiden Seiten der Straße einen sinnvollen Zusammenhang ergeben und die technischen elektrischen Anlagen physikalisch miteinander verbunden sind. Dabei ist insbesondere für den räumlichen Zusammenhang auf die Einheitlichkeit des Betriebszwecks abzustellen, an den hohe Anforderungen gestellt werden müssen. So ist ein einheitlicher Betriebszweck nicht mehr gegeben, wenn auf den durch eine öffentliche Straße getrennten Betriebsgeländen eine Produktion jeweils unterschiedlicher Produktionsstufen oder unterschiedlicher Produkte erfolgt. Eine Addition aller oder eines Teils der über das Bundesgebiet, eines Bundeslandes oder einer Stadt verstreuten Abnahmestellen eines Unternehmens ist nicht möglich. Der räumliche Zusammenhang ist in der Regel auch nicht mehr gegeben, wenn verschiedene Betriebsgelände durch Flächen oder Grundstücke getrennt werden, die nicht mehr lediglich öffentlichen Verkehrszwecken dienen, sondern eine andere Nutzung (zum Beispiel Wälder, Felder, Wohnbebauung, Hafenanlagen, Flugplatz, öffentliche Einrichtungen und andere Gewerbebetriebe) aufweisen. Insbesondere funktionelle und historische Gründe sind für die Entscheidung, ob eine Abnahmestelle im Sinne des Absatzes 4 vorliegt, unerheblich.

Absatz 5 präzisiert die Regelungen zu selbständigen Unternehmensteilen. Ein solcher selbständiger Unternehmensteil kann nicht selbst eine eigene Rechtspersönlichkeit haben, da sonst bereits ein eigenständiges Unternehmen vorliegen würde. Als „selbständig“ kann nur ein Teil eines Unternehmens gelten, der in der Lage ist, rechtlich wie tatsächlich ein eigenes Unternehmen zu bilden. Eine rechtliche Verselbständigung muss ohne wesentliche Umstrukturierungen möglich sein. Der selbständige Unternehmensteil muss insofern eine ausgeprägte, insbesondere auch wirtschaftliche Selbständigkeit in einem Rechtsträger haben. Für die Anforderungen an einen selbständigen Teil des Unternehmens bedeutet dies, dass der „Teil“ des Unternehmens sich mit einem „idealtypischen“ rechtlich selbständigen Unternehmen vergleichen lassen muss, das in internationaler Konkurrenz steht. Als selbständiger Teil eines Unternehmens gelten Einrichtungen, die sich aus der wirtschaftlichen Gesamtbetätigung des Unternehmens wesentlich herausheben und das Bild eines selbständig agierenden Unternehmens des produzierenden Gewerbes bieten. Es muss sich demzufolge um eine organisatorische Einheit handeln, die sowohl zu unternehmerischen als auch planerischen Entscheidungen in der Lage ist.

Ein selbständiger Unternehmensteil ist die Gesamtheit der in einem Teil des Unternehmens vorhandenen aktiven und passiven Wirtschaftsgüter, die sich auch in organisatorischer Hinsicht wie ein selbständiges Unternehmen darstellen. Es handelt sich insofern um eine aus eigenen Mitteln funktionsfähige Einheit mit klar definierten Schnittstellen zu anderen Teilen des Gesamtunternehmens. Maßgebend dafür ist, ob die Wirtschaftsgüter ein hinreichendes Ganzes bilden, um die nachhaltige Ausübung einer betrieblichen Tätigkeit zu ermöglichen. Dabei werden die Begleitumstände einer Gesamtbewertung unterzogen, bei der insbesondere die Art der Vermögensgegenstände und der Grad der Ähnlichkeit und Zusammengehörigkeit im Lichte der gewerblichen Tätigkeit zu berücksichtigen sind.

Der selbständige Unternehmensteil muss sich des Weiteren im Zeitablauf als funktionsfähig erwiesen haben, und es muss eine Perspektive (Fortführung der betrieblichen Tätigkeit) vorhanden sein. Die funktionsfähige Einheit der Wirtschaftsgüter muss sich von ihrer Art nach von der übrigen betrieblichen Betätigung des Gesamtunternehmens abheben und unterscheiden.

Durch Unternehmensorganisation künstlich geschaffene selbständige Unternehmensteile, die lediglich zur Ausschöpfung der Möglichkeiten der besonderen Ausgleichsregelung geschaffen werden, sollen nicht in den Genuss der Begünstigung kommen. Demnach stellen Teile eines Unternehmens, die lediglich Bestandteil eines Produktionsprozesses oder einer Produktionskette sind, keine selbständigen Unternehmensteile dar, wenn nicht weitere, wesentliche betriebliche Funktionsbereiche dazugehören. Unternehmensteile, die aus einer Fusion oder einer Ausgliederung und anschließendem Verkauf entstanden sind, können hingegen in den Anwendungsbereich der besonderen Ausgleichsregelung fallen. So besteht eine gewisse Vermutung, dass ein erworbener und unter Verlust der rechtlichen Eigenständigkeit in ein anderes Unternehmen eingegliederter Teil die Voraussetzungen erfüllt, wenn die Organisationsstrukturen im Wesentlichen erhalten geblieben sind.

Entscheidend für das Vorliegen eines selbständigen Unternehmensteils ist das Gesamtbild der Verhältnisse. Es hat eine Gesamtwürdigung des Einzelfalles zu erfolgen.

Der selbständige Unternehmensteil muss in seiner tatsächlichen Organisation das „Bild eines selbständig agierenden Unternehmens“ darstellen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die wesentlichen Funktionen eines Unternehmens wie Beschaffung, Produktion, Absatz, Verwaltung, Organisation und Leitung auch beim selbständigen Unternehmensteil vorhanden sind.

Die Antragsbefugnis für selbständige Unternehmensteile setzt die gleichen Nachweise voraus wie bei einem Unternehmen, das einen Antrag stellt. Die Nachweise müssen sich auf den selbständigen Unternehmensteil beziehen. Deshalb muss auch für den selbständigen Unternehmensteil ein Jahresabschluss erstellt werden, der sich an dem handelsrechtlichen Jahresabschluss orientiert und die Grundlage für die Erstellung der Bruttowertschöpfungsrechnung bildet. Dabei darf der Unternehmensteil nicht besser gestellt sein als ein Unternehmen, das einen Antrag stellt. Insbesondere dürfen nur Vorleistungen in Ansatz gebracht werden, die von Dritten erbracht werden.

Zu Nummer 22 (§ 42 EEG)

Nummer 22 ist eine redaktionelle Folgeänderung. Durch die Änderungen in § 41 kann in § 42 zukünftig nicht mehr auf § 41 verwiesen werden. Hier wird zukünftig ein eigener Begrenzungstatbestand geschaffen. Die inhaltlichen Anforderungen werden gegenüber dem geltenden Recht nicht geändert.

Zu Nummer 23 (§ 43 EEG)

Die Änderung in Absatz 1 Satz 1 dient der redaktionellen Klarstellung, dass hier eine materielle Ausschlussfrist gemeint ist, bei der eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand nicht möglich ist. Die Änderung in Satz 4 ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Die Änderungen in Absatz 3 sind Folgen des neugestalteten Wälzungsmechanismus. Der Übertragungsnetzbetreiber hat nur noch einen Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage, insofern kann auch nur dieser begrenzt werden.

Zu Nummer 24 (§ 45 EEG)

Nummer 24 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Neufassung der Verordnungsermächtigungen in § 64 ff. Durch die neue Verordnungsermächtigung nach § 64e Nummer 6 Buchstabe a wird eine differenziertere Regelungen ermöglicht, die spezifischer auf die jeweilige Ausgestaltung des Anlagenregisters reagieren kann.

Zu Nummer 25 (§ 46 EEG)

Nummer 25 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Definition „installierte Leistung“ in § 3 und zur Neufassung der Biomassevergütung in § 27: In § 46 Nummer 2 werden die Mitteilungspflichten für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber angepasst: Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sind nunmehr zur Mitteilung von Angaben zu den nach § 27 Absatz 4 und 5 geforderten Vergütungsvoraussetzungen sowie zu der nach den §§ 27, 27a und 27b für die Vergütung entscheidenden Art und Menge der Einsatzstoffe verpflichtet; als Nachweis über die Art und Menge der Einsatzstoffe dient das zu führende Einsatzstoff-Tagebuch.

Zu Nummer 26 (§ 47 EEG)

Nummer 26 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Einführung der Marktprämie. Die von den Netzbetreiber mitzuteilenden Daten sind für die Abwicklung und Berechnung der Marktprämie durch die Übertragungsnetzbetreiber von entscheidender Bedeutung, da anderenfalls der energieträgerspezifische Referenzmarktwert nach Nummer 2 der Anlage 4 zum EEG nicht durch diese berechnet werden könnte. Diese Daten sind daher ebenfalls unverzüglich zu übermitteln. Dies betrifft insbesondere auch die Wechsel-Mitteilungen nach § 33d: Da Wechsel in die oder innerhalb der Direktvermarktung jeweils bis zum Ende eines Kalendermonats mit Wirkung für den übernächsten Kalendermonat von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern an ihre Netzbetreiber mitgeteilt werden müssen, ist hier eine unverzügliche Datenweitergabe an die Übertragungsnetzbetreiber erforderlich, damit die sich auf die entsprechenden Strommengen-Änderungen im Rahmen der bundesweiten Vermarktung einstellen können. Eine unverzügliche Weitergabe ist in Anbetracht der massengeschäftstauglichen Verfahren nach § 33d Absatz 3 möglich und so auszulegen, dass die Wechsel spätestens bis zum 5. Werktag eines Monats für den jeweils folgenden Monat an die Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt werden müssen.

Zu Nummer 27 (§ 48 EEG)

Nummer 27 enthält weitere Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten für die Übertragungsnetzbetreiber, die für eine unbürokratische und effiziente Abwicklung des gesamten bundesweiten Ausgleichssystems des EEG erforderlich sind.

Nach Absatz 2 entfällt zukünftig die Pflicht der Netzbetreiber, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, die auf der Grundlage der tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen abzunehmenden und nach § 37 Absatz 3 zu vergütenden Energiemengen mitzuteilen. Dies ist Folge des neuen Ausgleichsmechanismus. Diese werden weiterhin in § 7 AusglMechV geregelt.

In Absatz 3 wird insbesondere die Veröffentlichung der Parameter der Marktprämie nach § 33g vorgeschrieben. Die Details werden in Nummer 3 der Anlage 4 zum EEG geregelt.

Zu Nummer 28 (§ 50 EEG)

Die Einfügung der Wirtschafts- sowie Buchprüfungsgesellschaften in Satz 1 dient der Klarstellung.

Die Änderung in § 50 EEG stellt klar, dass die Wirtschaftsprüfer bei ihren Bescheinigungen insbesondere die höchstrichterliche Rechtsprechung sowie Entscheidungen der Clearingstelle berücksichtigen müssen. Dies entspricht der derzeitigen Praxis, da – wie der Hauptfachausschuss des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland am 9. September 2009 mit dem Prüfungsstandard „Prüfungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (IDW PS 970) beschlossen hat – die mit dem EEG befassten Wirtschaftsprüfer diese Entscheidungen ihrer Arbeit schon heute zugrunde legen müssen. Die ausdrückliche Verankerung dieser Praxis im EEG ist eine Folgeänderung zu der neu aufgenommenen Aufzählung der Rechtswirkungen der Clearingstelle in § 57 Absatz 2 – neu –.

Satz 3 erklärt die Bestimmungen zur Unabhängigkeit des Prüfers (§§ 319 Absatz 2 bis 4, 319b Absatz 1 HGB), zu seinem Auskunftsrecht gegenüber dem Geprüften (§ 320 Absatz 2 HGB) sowie zur seiner Haftung (§ 323 Absatz 2 Satz 1, 3 und Absatz 4 HGB) entsprechend anwendbar auf die Prüfungen im EEG.

Zu Nummer 29 (§ 51 EEG)

Nummer 29 enthält überwiegend Folgeänderungen. Die Änderung in Absatz 1 ist eine Folge insbesondere der Abschaffung der Differenzkostenberechnung durch die EEG-Umlage nach § 53 bei der neuen Wälzung. Absatz 2 kann infolge der Einführung des Teils 3a aufgehoben werden; hierzu ist die Änderung in Absatz 3 eine Folgeänderung. Außerdem wird Absatz 3, der bereits für den Erfahrungsbericht nach § 65 gilt, auch auf den zusätzlichen Evaluierungsbericht nach § 65a erstreckt.

Zu Nummer 30 (§ 52 EEG)

Nummer 30 begründet im Zuge der gesetzlichen Verankerung des neuen Wälzungsmechanismus die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der nach § 35 Absatz 1 vergüteten und nach § 37 Absatz 1 vermarkteten Strommengen. Die Konkretisierung dieser Veröffentlichungspflicht erfolgt in der Ausgleichsmechanismusverordnung.

Zu Nummer 31 (Überschrift Teil 5 Abschnitt 2 EEG)

Die Überschrift von Abschnitt 2 wird infolge der Änderungen in den §§ 53 und 54 neu gefasst.

Zu Nummer 32 (§ 53 EEG)

Die bisherige Differenzkostenberechnung wird abgeschafft. Stattdessen können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zukünftig die von ihnen gezahlte EEG-Umlage ausweisen. Infolge dessen wird die Anzeige der EEG-Umlage in § 53 geregelt. Die Vorschriften zur Berechnung der Differenzkosten im alten § 54 EEG fallen dementsprechend weg.

Zu Nummer 33 (§ 54 EEG)

Die Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG ließ bisher nur die Ausweisung von tatsächlich physikalisch geliefertem Strom zu. Die Änderung des EEG-Ausgleichsmechanismus von einer physikalischen hin zu einer reinen finanziellen Wälzung der EEG-Kosten hat daher dazu geführt, dass die „grüne“ Eigenschaft des nach dem EEG vergüteten Stroms bei der Stromkennzeichnung verloren geht. Denn den Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern, die den Strom aus erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage finanzieren, wird dieser Strom physikalisch nicht mehr geliefert und kann daher nicht mehr, wie bisher, diesen gegenüber im Rahmen der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden; die seit der Änderung des Ausgleichsmechanismus an der Strombörse verkaufte EEG-Strommenge kann nur als Strom aus „unbekannter Herkunft“ verkauft werden.

Durch die Einfügung des § 54 wird die Möglichkeit geschaffen, dass auch nach EEG vergüteter Strom künftig wieder als Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG gekennzeichnet werden kann. Zur Erhaltung der „grünen Eigenschaft“ erfolgt die Ausweisung des EEG-Stroms in der Rechnung der EVU an die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher entsprechend der gezahlten EEG-Umlage.

Die Berechnung des auszuweisenden EEG-Anteils richtet sich daher danach, wie viel EEG-Umlage das jeweilige Elektrizitätsunternehmen für die an seine Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strommenge gezahlt hat. Je nach dem, ob das Elektrizitätsunternehmen viele nach §§ 40 bis 43 des Erneuerbaren-Energien-Gesetz privilegierte Unternehmen beliefert, unterscheidet sich daher der jeweils auszuweisende Anteil.

Der EEG-Strom, der über die neue eingeführte Marktprämie gefördert wird, wird dabei ebenfalls allen Letztverbrauchern anteilig gegenüber entsprechend der EEG-Umlage ausgewiesen. Denn die Höhe der Marktprämie ist so gewählt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb grundsätzlich möglich ist. Die finanziellen Kosten der Marktprämie tragen aber über die EEG-Umlage alle Letztverbraucher, daher ist dieser Strom ebenfalls in die Berechnung nach § 54 einzubeziehen.

Dadurch können die Direktvermarkter den Strom, der über die Marktprämie gefördert wird, nicht mehr als „Grünstrom“ vermarkten, da dies sonst zu einer Doppelausweisung der „Grünstromeigenschaft“ führen würde. Dieser Ausschluss dient zugleich dem Ziel, Verzerrungen auf dem Grünstrommarkt zu verhindern, denn ansonsten würde der über die Marktprämie bereits ausreichend geförderte Grünstrom mit anderen, nicht gefördertem Grünstrom auf dem Grünstrommarkt konkurrieren. Diese Wettbewerbsverzerrung wäre auch europarechtlichen Gründen problematisch.

Absatz 1 verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen, im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG den Anteil an EEG-Strom, den die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher über ihre EEG-Umlage finanzieren, anteilig in ihren Rechnungen entsprechend auszuweisen. Dieser Anteil muss unabhängig und getrennt vom sonstigen Strom aus erneuerbaren Energien nach § 42 EnWG explizit als Anteil aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz“, ausgewiesen werden, um die notwendige Transparenz zu schaffen.

Absatz 2 legt die Berechnung des nach Absatz 1 von den Energieversorgungsunternehmen jeweils anzugebenden Anteils an EEG-Strom fest. Die Berechnung orientiert sich an der tatsächlich vom jeweiligen Elektrizitätsunternehmen für die an seine Letztverbraucher gelieferte Strommenge zu zahlende EEG-Umlage.

Absatz 3 legt die Berechnung des EEG-Quotienten fest, anhand dessen die Stromkennzeichnung der Energieversorger zu berechnen ist. Dieser ist der Quotient aus der gesamten Strommenge, die nach § 16 EEG oder nach § 33b Nummer 1 EEG gefördert wurde geteilt durch die gesamten durch die Übertragungsnetzbetreiber erhaltenen Einnahmen aus der EEG-Umlage für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im vergangenen Kalenderjahr gelieferten Strommengen an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, diesen EEG-Quotienten bis zum 30. September 2011 und im Jahr 2012 und den Folgejahren bis zum 31. Juli auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Hintergrund dieser zeitlichen Staffelung ist, dass die EEG-Novelle erst im Jahr 2011 verabschiedet wird und bezüglich § 54 eine besondere Inkrafttretensregelung in § 67 mit aufgenommen worden ist.

Absatz 4 regelt die Berechnung der übrigen nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 EnWG auszuweisenden Energieträger, die entsprechend dem nach den Absätzen 1 und 2 auszuweisenden EEG geförderten Anteil zu reduzieren sind. Hierfür ist die Differenz zwischen 100 und dem nach Absatz 1 auszuweisenden Prozentsatz für den Strom aus erneuerbaren Energien zu bilden und anschließend jeweils mit dem Prozentsatz der nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 EnWG anzugebenden Energieträger (mit Ausnahme des Anteils für Strom aus „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“) zu multiplizieren.

Absatz 5 schafft Transparenz, indem den nach den §§ 40 bis 43 EEG privilegierten Unternehmen eine spezifischer Energieträgermix ausgewiesen wird, der ihrer tatsächlich gezahlten EEG-Umlage entspricht. Denn in dem nach Ab-

satz 5 auszuweisenden spezifischen Energieträgermix orientiert sich die Ausweisung an der tatsächlich gezahlten EEG-Umlage. Nach §§ 40 bis 43 EEG privilegierte Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, die eine geringere EEG-Umlage gezahlt haben, erhalten damit auch eine geringere EEG-Strommenge im Rahmen des Energieträgermix nach Absatz 5 ausgewiesen. Alle übrigen nicht privilegierten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher erhalten hingegen prozentual gleich viel EEG-Strom ausgewiesen.

Zu Nummer 34 (§ 55 EEG)

§ 55 entspricht grundsätzlich § 55 in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“ (EEG 2011).

Die Änderungen gegenüber dem EEG 2011 sind die jeweils neu eingeführten Sätze 2 in Absatz 1 und Absatz 3, die Änderungen im bisherigen Satz 2 (neue Satz 3) und die Neufassung des Absatzes 2. Absatz 1 Satz 2 spiegelt § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b und stellt klar, dass ein Herkunftsnachweis nicht für Strom ausgestellt werden darf, der in die Marktprämie direkt vermarktet wird. Es wird insofern auf die Begründung zu § 33c verwiesen.

Der bisherige Satz 2 wird Satz 3 und aus Klarstellungsgründen umformuliert, so dass die Entwertung einer Herkunftsnachweis auch ohne Antrag erfolgen kann, denn diese Nachweise müssen aufgrund der Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG zwölf Monate nach der Erzeugung des Stroms automatisch entwertet werden.

Die Änderung in § 55 Absatz 2 zielt darauf ab, dass die Möglichkeit offen gehalten bleiben soll auch Herkunftsnachweis aus nicht EU- und nicht EWR-Staaten anerkennen zu können. Diese Staaten (u. a. die Schweiz) sind teilweise in den europäischen Strommarkt integriert und nehmen teilweise derzeit auch am Handel mit Nachweiszertifikaten für Strom aus Erneuerbaren Energien teil. Ob diese Herkunftsnachweise tatsächlich künftig anerkannt werden, soll im Rahmen der Herkunftsnachweisverordnung oder im Rahmen der Durchführungsverordnung zur Herkunftsnachweisverordnung nach § 64d entschieden werden. Eine Pflicht zur Anerkennung ist im Gegensatz zu Herkunftsnachweisen aus EU- und EWR-Staaten nicht in der Richtlinie 2009/28/EG geregelt.

Absatz 2 Satz 3 stellt darüber hinaus klar, dass der ausländische Strom ebenfalls nur als Strom anerkannt wird, der nach § 33b Nummer 3 (in sonstiger Weise) direkt vermarktet worden ist. Hierdurch wird sichergestellt, dass dieser Strom z. B. nicht beim Grünstromprivileg auf die Stromquote des § 37a Absatz 1 angerechnet werden kann.

Um den Handel mit Herkunftsnachweisen für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber und kleine Stromhändler zu ermöglichen bzw. zu erleichtern, werden Herkunftsnachweise nach dem neuen § 55 Absatz 5 grundsätzlich von der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht nach dem Kreditwesengesetz ausgenommen.

Herkunftsnachweise werden zwar für eine bestimmte Menge von Strom aus erneuerbaren Energien ausgestellt. Sie können aber je nach Ausgestaltung des Herkunftsnachweissystems grundsätzlich unabhängig von der zugrundeliegenden Strommenge übertragen und daher auch entkoppelt gehandelt werden. Dies gilt insbesondere für Herkunftsnachweise, die nach § 55 Absatz 2 im Ausland ausgestellt und nach den Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG anerkannt werden müssen. Diese Herkunftsnachweise sind in der Regel nicht an eine bestimmte Strommenge gekoppelt. Die Herkunftsnachweise belegen in diesen Fällen nur, dass eine bestimmte Strommenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nicht aber, dass die physikalisch gelieferte Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt.

Durch den Erwerb eines „entkoppelten“ Herkunftsnachweises ist es daher möglich, Strom aus konventionellen Kraftwerken zu Ökostrom „umzudeklarieren“. Hierdurch besitzen Herkunftsnachweise einen eigenen Mehrwert, der eigenständig kommerzialisiert werden kann. In Anbetracht dessen können Herkunftsnachweise als „Wertpapiere“ im Sinne des § 1 Absatz 11 KWG bzw. im Sinne des § 2 Absatz 1 WpHG angesehen werden.

Hierdurch unterfallen Herkunftsnachweise den regulierenden Bestimmungen dieser Gesetze. Damit sind neben erheblichen Transaktionskosten und auch die hohen Zulassungsanforderungen des Kreditwesengesetzes verbunden. So dürfte der Handel nur nach dem Wertpapierhandelsgesetz zugelassenen Unternehmen vorgenommen werden. Die hohen Zulassungsanforderungen nach dem Wertpapierhandelsgesetz sind aber für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber und von kleinen Stromhändlern kaum zu erfüllen. Der Handel mit Herkunftsnachweisen würde daher in erheblichem Maße erschwert und teilweise sogar unmöglich gemacht.

Deswegen wird durch Absatz 5 (wie auch die Berechtigungen beim Treibhausgasemissionshandel nach § 15 TEHG) sowohl der Eigenhandel mit Herkunftsnachweisen als auch die Vermittlung solcher Kaufgeschäfte aufsichtsfrei gestellt. Dies erleichtert es insbesondere kleineren Anlagenbetreibern, die Verwaltung von Herkunftsnachweisen Dritten zu übertragen und auch selbst am Handel teilzunehmen. Der Handel mit Herkunftsnachweisen kann dadurch parallel zum Handel mit dem Strom selbst verlaufen und unterliegt keinen weiteren zusätzlichen Einschränkungen.

Sollte es allerdings beim Handel mit Herkunftsnachweisen künftig zu Fehlentwicklungen und Missbrauch kommen und sich so diese Freistellung künftig als nicht sachgerecht erweisen, kann dies im Rahmen der auf § 64d gestützten Herkunftsnachweisverordnung geändert und die Herkunftsnachweise der Finanzaufsicht unterworfen werden.

Zu Nummer 35 (§ 56 EEG)

Nummer 35 entwickelt das Doppelvermarktungsverbot weiter.

In Absatz 1 wird Satz 2 angefügt, der die Bedeutung des Doppelvermarktungsverbots im Rahmen der Direktvermarktung klarstellt. Der neue Satz 3 stellt klar, dass die Vermarktung als Regelenergie nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot des § 56 Absatz 1 verstößt. Nach den Neuregelungen des § 16 Absatz 4 Satz 2 ist die Vermarktung als Regelenergie nur zulässig, soweit die Anlage sich in der Direktvermarktung befindet. Insoweit erhalten Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber keine feste Einspeisevergütung. Eine Beschränkung der zulässigen Entgelte durch Ausschluss der Vermarktung als Regelenergie ist daher nicht gerechtfertigt.

Nach Absatz 2 darf für den direkt vermarkteten Strom kein Herkunftsnachweis nach § 55 weitergegeben werden, wenn für diesen Strom eine Marktprämie in Anspruch genommen worden ist. Sollten Herkunftsnachweise verwendet werden, verliert der Anlagenbetreiber den Anspruch auf die Marktprämie. Hierdurch wird ausgeschlossen, dass direkt vermarkteter Strom im Rahmen der Marktprämie als Grünstrom gekennzeichnet werden kann. Dies ist erforderlich aus Gründen des Verbraucherschutzes, weil in diesen Fällen der „Grünstrom“ über das EEG gefördert und daher durch alle Stromverbraucher über die EEG-Umlage finanziert wird, so dass auch der Vorteil, also die Ausweisung des Stroms als Grünstrom, auch allen Verbrauchern zu Gute kommen soll und nicht ausschließlich dem Kreise der Direktvermarkter bzw. ihrer Kunden.

Absatz 4 regelt die Sanktionen bei Verstößen gegen das Doppelvermarktungsverbot. Aufgrund des Sanktionscharakters entfallen für die Dauer des Verstoßes und sechs Folgemonate alle Förderansprüche nach dem EEG, also die feste Einspeisevergütung, soweit sie über den Marktwert hinausgeht, die Marktprämie und die Anrechenbarkeit auf die Portfoliovorgaben des Grünstromprivilegs.

Zu Nummer 36 (§ 57 EEG)

Durch Nummer 36 wird die Rechtsgrundlage der Clearingstelle EEG erweitert und gegenüber § 57 EEG 2009 deutlich konkreter gefasst. Hierdurch wird eine Handlungsempfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die Neuregelung zeichnet dabei vielfach die sich in der Praxis herauskristallisierten und bewährten Grundzüge der bestehenden Clearingstelle nach, insbesondere zu den Verfahrensarten und der Arbeitsweise. Zugleich wird deutlicher zum Ausdruck gebracht, dass die Clearingstelle eine privatrechtliche Einrichtung ist, die das EEG im Verhältnis zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern auslegen kann, hierbei jedoch über kein privatrechtsgestaltende Kompetenz verfügt.

Zu § 57 Absatz 1 EEG

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat im Jahr 2007 eine Clearingstelle zum EEG eingerichtet. Sie erfährt eine hohe Akzeptanz bei den Wirtschaftsbeteiligten. Der EEG-Erfahrungsbericht empfiehlt daher ihre Fortführung. Zu diesem Zweck regelt Absatz 1, dass auch künftig eine Clearingstelle betrieben wird. Der Betrieb erfolgt im Auftrag des Bundesumweltministeriums durch eine juristische Person des Privatrechts.

Zu § 57 Absatz 2 EEG

Absatz 2 regelt die allgemeinen Voraussetzungen für die Wahrnehmung von Aufgaben durch die Clearingstelle sowie die Rechtsfolgen. Die besonderen Vorschriften für die verschiedenen Aufgaben werden in den Folgeabsätzen geregelt.

Nach Satz 1 ist die Hauptaufgabe der Clearingstelle die Klärung von Auslegungsfragen; diese Auslegungsfragen sind definiert als Fragen und Streitigkeiten zur Anwendung und Auslegung der §§ 3 bis 33i, 45, 46, 56 und 66 sowie der hierzu aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen. Satz 2 verpflichtet die Clearingstelle auf die Einhaltung datenschutzrechtlicher Bestimmungen, insbesondere des Bundesdatenschutzgesetzes, und auf die Beachtung von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 61. Zugleich sind die betreffenden Empfehlungen der Kommission zu berücksichtigen: Da diese Empfehlungen Verbraucherrechtsstreitigkeiten betreffen, sind sie nur zu berücksichtigen, soweit sie auf die Clearingstelle übertragbar sind; daher ist die Regelung nur als Soll-Vorschrift ausgestaltet. So sind etwa Aussagen der Kommissions-Empfehlungen darüber, dass auch Sanktionen ausgesprochen werden sollen, auf die Clearingstelle aufgrund ihres rein privatrechtlichen Charakters nicht übertragbar. Satz 3 regelt die Rechtsfolgen von Entscheidungen der Clearingstelle und verweist auf die §§ 4, 38 und 50 EEG: Hierdurch wird der zivilrechtliche Charakter der Entscheidungen der Clearingstelle unterstrichen. Eine privatrechtsgestaltende Kompetenz kommt der Clearingstelle nicht zu, so dass die Wirkungen der Clearingstelle-Entscheidungen im Wesentlichen von der vertraglichen Inbezugnahme der Verfahrensbeteiligten bestimmt werden. Ungeachtet dessen entfalten die Entscheidungen aufgrund ihrer ausführlichen Begründung eine erhebliche faktische Wirkung und strahlen dadurch auf zahlreiche Anwendungsfälle aus.

Zu § 57 Absatz 3 EEG

Absatz 3 regelt die Aufgaben der Clearingstelle bei kontradiktorischen Verfahren. Hierdurch werden die bereits heute durchgeführten Einigungsverfahren (Nummer 1) und Votumsverfahren (Nummer 2) abgebildet. Voraussetzung ist jeweils das Einverständnis sowohl der Anlagenbetreiberin bzw. des Anlagenbetreibers als auch des Netzbetreibers. Zusätzlich soll die Clearingstelle auf Ersuchen eines Gerichts auch Stellungnahmen in laufenden Gerichtsverfahren abgeben können. Hierdurch soll den Parteien eines Rechtsstreits vor den ordentlichen Gerichten die Möglichkeit gegeben werden, eine Stellungnahme zu rechtlichen oder technischen Fragen des EEG durch die Clearingstelle einzuholen und in den Prozess einzubringen. Dies entspricht der Verfahrensautonomie der Zivilgerichtsbarkeit. Eine Beauftragung der Clearingstelle durch das Gericht ist hingegen nicht möglich; bei Stellungnahmen zu tatsächlichen Fragen kommt der Stellungnahme keine formelle Beweiskraft zu.

Auf Wunsch aller Beteiligten kann in den Verfahren nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 die Clearingstelle auch als Schiedsstelle im Sinne der ZPO tätig sein. Satz 2 stellt klar, dass die Verfahren nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und 2 als Schiedsverfahren im Sinne des § 204 Absatz 1 Nummer 11 BGB gelten, so dass die Verjährung für die Dauer eines solchen parteienbezogenen Verfahrens für die streitbefangenen Ansprüche gehemmt ist. Nach Satz 3 bleibt das Recht der Parteien unberührt, die ordentlichen Gerichte anzurufen.

Zu § 57 Absatz 4 EEG

Absatz 4 regelt die Aufgaben der Clearingstelle bei abstrakten Anwendungsfragen. Hierdurch werden die bereits heute durchgeführten Empfehlungs- und Hinweisverfahren abgebildet. Voraussetzung für ein solches Verfahren ist zum einen ein Antrag von mindestens einer Anlagenbetreiberin, einem Anlagenbetreiber, einem Netzbetreiber oder einem betroffenen Verband; zum anderen muss ein öffentliches Interesse an der Klärung dieser Anwendungsfragen bestehen. Die Öffentlichkeit ist, wie dies auch bisher geschieht, zu beteiligen. Der

Umfang der Beteiligung richtet sich nach der Verfahrensordnung.

Zu § 57 Absatz 5 EEG

Absatz 5 Satz 1 und 2 kodifiziert die bereits geltende Praxis der Clearingstelle zur Verfahrensordnung und zur Durchführung der Verfahren. Die Verfahrensordnung erlangt nur dadurch Rechtsqualität, dass die Verfahrensbeteiligten ihr vor Einleitung eines Verfahrens zustimmen müssen; hierdurch wird sie vom Vertragsbestandteil zwischen der Clearingstelle und den Parteien (Satz 2). Eine darüber hinausgehende Außenrechtswirkung kommt der Verfahrensordnung nicht zu.

Satz 3 stellt klar, dass die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 keine Rechtsdienstleistung im Sinne des § 2 Absatz 1 des Rechtsdienstleistungsgesetzes ist; dies spiegelt die bereits geltende Rechtslage wider. Satz 4 enthält schließlich einen Haftungsausschluss für den Betreiber der Clearingstelle für die Klärung der Auslegungsfragen: Dies ist die notwendige Folge davon, dass der Clearingstelle keine privatrechtsgestaltende Wirkung zukommt und die Rechtswirkungen ihrer Entscheidungen maßgeblich von der Inkorporation durch die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber abhängen. Der Haftungsausschluss bezieht sich daher auf vertragliches Verhalten und insbesondere auf die Haftung für fehlerhafte Empfehlungen oder Hinweise zum EEG; der Haftungsausschluss bezieht sich hingegen nicht auf deliktisches oder – wie ausdrücklich geregelt wird – auf vorsätzliches Verhalten. Eines zusätzlichen Haftungsausschlusses für den Bund bedarf es nicht, weil die Clearingstelle nur privatrechtlich betrieben wird und ein Durchgriff Privater über die Clearingstelle an den Bund ausgeschlossen ist.

Zu § 57 Absatz 6 EEG

Nach Absatz 6 muss die Clearingstelle jährlich einen Tätigkeitsbericht über die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Dies entspricht Nummer II.2 der Empfehlung 98/257/EG der Kommission (siehe oben). Berichtspflichten auf Grund anderer Bestimmungen bleiben, wie Satz 2 klarstellt, hiervon unberührt. Dies betrifft z. B. die Berichtspflicht nach § 69 Absatz 2 BioSt-NachV, die zugleich in diesen Tätigkeitsbericht integriert werden kann.

Zu § 57 Absatz 7 EEG

Absatz 7 regelt die Erhebung von Entgelten der Clearingstelle. Grundsätzlich wird der Betrieb der Clearingstelle durch den Bundeshaushalt finanziert, da u. a. Verfahren durchgeführt werden, die im öffentlichen Interesse liegen. Die Clearingstelle erfüllt damit gesetzliche Kernaufgaben, die im Bundesinteresse liegen. Sofern jedoch kontradiktorische Verfahren, die primär im Einzelinteresse der Anlagen- oder Netzbetreiber liegen, durchgeführt werden, soll ermöglicht werden, dass die Clearingstelle künftig Entgelte erhebt; diese Entgelte dürfen jedoch nicht über die tatsächlichen Kosten hinausgehen. Für weitere Tätigkeiten, die im Zusammenhang mit der gesetzlichen Aufgabe der Clearingstelle stehen (insbesondere Öffentlichkeitsarbeit), kann die Clearingstelle Einnahmen zum Selbstkostenpreis generieren. Einzelheiten wird die Verfahrensordnung regeln. Hierbei wird angestrebt, dass bei Einigungsverfahren im Sinne des § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 kostendeckende Entgelte bei größeren Streitwerten sowie angemessene Entgelte bei Votumsverfahren nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 erhoben werden. Die Entgelte sind so zu bemessen, dass die mit der Einrichtung der Clearingstelle verfolgten Ziele und Zwecke nicht vereitelt werden und insbesondere bei kleinen Anlagen keine abschreckende Wirkung erzielt wird.

Zu Nummer 37 (§ 60 EEG)

Nummer 37 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Einführung des neuen Teils 3a.

Zu Nummer 38 (§ 61 EEG)

Durch Nummer 38 werden die Aufgaben der Bundesnetzagentur bei der Umsetzung des EEG geregelt und mit dem Ziel einer besseren Überwachung gestärkt. Zu diesem Zweck listet Absatz 1 Satz 1 die Überwachungsaufgaben der Bundesnetzagentur auf. Hierbei werden zugleich die bestehenden Überwachungsaufgaben an die Änderungen durch die Ausgleichsmechanismusverordnung sowie die Änderungen in den §§ 53 und 54 redaktionell angepasst.

Absatz 1a ermächtigt die Bundesnetzagentur auch zu Stichprobenkontrollen hinsichtlich der ersten Stufe des EEG: Die Konzeption der zivilrechtlichen Kontrolle auf dieser Stufe kann auf Grundlage der Erkenntnisse der wissenschaftlichen Berichte des EEG-Erfahrungsberichts zunehmend als nicht mehr ausreichend erachtet werden. Nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 erfasst die Überwachung durch die Bundesnetzagentur daher auch die Vergütungszahlungen auf der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichs. Dies betrifft die Vergütungen nach den §§ 16 bis 33 sowie die Prämienzahlungen nach §§ 33g und 33i jeweils hinsichtlich Registrierungspflicht, vollständiger Andienungspflicht, Fristeinhaltung bei der Direktvermarktung etc. Nach Absatz 1a Satz 1 ist die Überwachung auf Stichproben zu begrenzen, was angesichts der Vielzahl von Anlagenbetreibern unabdingbar erscheint. Ein bloßer Datenabgleich ist dagegen nicht ausreichend. Die Kontrolle darf nicht willkürlich erfolgen.

Absatz 1b regelt die Kompetenzen zu Festlegungen der Bundesnetzagentur nach Maßgabe des § 29 EnWG. So kann die Bundesnetzagentur z. B. durch Festlegung Anforderungen an die technischen Einrichtungen nach § 6 Absatz 1 oder 2 stellen. Nummer 2 enthält eine Ermächtigung, zu regeln, in welcher Reihenfolge die im Rahmen des § 11 zu regelnden Anlagen abgeregelt werden sollen und welche Must-run-units am Netz bleiben müssen. Damit wird eine Empfehlung der wissenschaftlichen Berichte des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt, die bei einer steigenden Bedeutung des Einspeisemanagement den Bedarf für konkretere Kriterien für die Abschaltreihenfolge sieht.

Zu Nummer 39 (§ 62 EEG)

Nummer 39 enthält im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen zur Neufassung der Ermächtigungsgrundlagen.

Zu Nummer 40 (§ 63 EEG)

Nummer 40 enthält im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen zur Neufassung der Ermächtigungsgrundlagen.

Zu Nummer 41 (§§ 64 bis 66 EEG)

Nummer 41 fasst die Verordnungsermächtigungen nach § 64 EEG 2009 neu und regelt die Berichtspflichten der Bundesregierung nach §§ 65 und 65a – neu – sowie die Übergangsbestimmungen in § 66 EEG.

In § 64 ff. EEG werden die einzelnen Verordnungsermächtigungen zur besseren Verständlichkeit und Übersichtlichkeit des Gesetzes auf verschiedene Einzelnormen verteilt. Hierbei sind – in ihrer thematischen Reihenfolge des EEG – zunächst die Ermächtigungsgrundlagen aufgeführt, die bereits in Anspruch genommen worden sind (Systemdienstleistungsverordnung, Biomasseverordnung, Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Ausgleichsmechanismusverordnung) bzw. voraussichtlich kurzfristig in Anspruch genommen werden (Herkunftsnachweisverordnung, Anlagenregister); für diese ist jeweils ein Einzelparagraf vorgesehen. Alle bisher nicht in Anspruch genommenen sowie weiteren Ermächtigungsgrundlagen werden sodann geregelt; die Verfahrens- und Zustimmungsfragen sowie die Möglichkeit der Übertragung einzelner Verordnungsermächtigungen werden abschließend für alle Verordnungsermächtigungen geregelt.

Zu § 64 EEG

§ 64 regelt die Ermächtigungsgrundlage der Systemdienstleistungsverordnung. Die Ermächtigung entspricht – von redaktionellen Änderungen abgesehen – § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2009.

Zu § 64a EEG

Absatz 1 regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Biomasseverordnung. Der Wortlaut ist an § 64 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2009 angelehnt und an die Änderungen der Vergütungsstruktur der neuen §§ 27 bis 27b angepasst. Die Ergänzung gegenüber § 64 EEG 2009 ermöglicht insbesondere die Bestimmung von Einsatzstoffen, die einen Anspruch auf die besondere einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 5 Nummer 2 und Nummer 3 zusätzlich zu der Grundvergütung begründen, sowie die Festlegung von Energieertragswerten für diese Einsatzstoffe zur Ermittlung der zusätzlichen einsatzstoffbezogenen Vergütung in der Biomasseverordnung. Die Regelung dieser Werte in der Biomasseverordnung (und nicht im EEG) dient der Vereinfachung des EEG. Zugleich wird in § 64a Absatz 1 Nummer 4 EEG, auf den bereits bisher die Umweltanforderungen nach § 5 BiomasseV gestützt werden, klargestellt, dass „Umweltanforderungen“ auch „Naturschutzanforderungen“ sind; hierdurch wird das bereits bisher Gemeinte klarer zum Ausdruck gebracht.

Der neue Absatz 2 ermöglicht die Regelung von inhaltlichen und organisatorischen Anforderungen an Massenbilanzierungssysteme, mit denen aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas, das nach § 27c Absatz 1 als Deponiegas, Klärgas, Biomasse oder Speichergas gilt, über die gesamte Herstellungs- und Lieferkette von seiner Gewinnung oder Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz rückverfolgt werden kann. Diese Verordnung kann auf das für gasförmige Biokraftstoffe bereits im Rahmen der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) etablierte Massenbilanzsystem verweisen. Auch das von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aufgebaute und betriebene „Biogasregister Deutschland“ kann bei entsprechender Ausgestaltung als Massenbilanzsystem jedenfalls für die Massenbilanzierung von eingespeistem Biogas für anwendbar erklärt werden.

Zu § 64b EEG

§ 64b regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und entspricht im Wesentlichen § 64 Absatz 2 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“. Zu den hierüber vorgenommenen Änderungen im Einzelnen:

Eine Ergänzung in Nummer 1 stellt zunächst klar, dass auf Grundlage dieser Verordnungsermächtigung Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse aller Aggregatzustände – fest, flüssig, gasförmig – festgelegt werden können.

Eine Ergänzung in Nummer 1 Buchstabe a ermöglicht die Festlegung weiterer Anforderungen an den nachhaltigen Anbau von Biomasse-Einsatzstoffen und an die durch den Anbau in Anspruch genommenen Flächen. Es geht dabei auch um eine Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen: Unter indirekten Landnutzungsänderungen werden Verdrängungseffekte durch den Energiepflanzenanbau auf zulässigen Flächen verstanden, durch den der Biomasseanbau zu anderen – nicht durch Nachhaltigkeitsvorgaben beschränkten – Zwecken auf schützenswerte Flächen verdrängt wird. Auf europäischer Ebene hat die Kommission zum Problem indirekter Landnutzungsänderungen bereits Maßnahmen angekündigt, für deren Umsetzung in deutsches Recht diese Verordnungsermächtigung als Grundlage dienen kann.

In Nummer 1 Buchstabe c wird die Ausnahmeregelung zum strengen Ausschließlichkeitsprinzip des „Nawaro-Bonus“ gestrichen, da diese infolge des Wegfalls des „Nawaro-Bonus“ nicht mehr erforderlich ist.

In Nummer 3 Buchstabe a wird klargestellt, dass die Verordnungsermächtigung auch Regelungen zum Umgang mit Nachhaltigkeitsnachweisen ermöglicht, die nach dem Recht der Europäischen Union oder eines anderen EU-Mitgliedstaates anerkannt wurden.

Zu § 64c EEG

§ 64c regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Ausgleichsmechanismusverordnung und entspricht im Wesentlichen § 64 Absatz 3 EEG 2009. Zu den hierüber vorgenommenen Änderungen im Einzelnen:

Die bisherige Nummer 1 kann mit Blick auf die Streichung des § 36 Absatz 4 entfallen. Stattdessen ist in der neuen Nummer 1 vorgesehen, dass die Verordnung Vorgaben zu der Vermarktung des Stroms im Einzelnen machen kann. Dies betrifft insbesondere den Zeitpunkt der Vermarktung und die Frage, wo und wie die Strommengen zu verkaufen sind. Derzeit ist die Day-ahead-Vermarktung am Spotmarkt vorgeschrieben. Dies kann künftig im Verordnungswege geändert werden, wenn eine Evaluation ergibt, dass so eine bessere Integration des Stroms erreicht werden und die EEG-Umlage gesenkt werden könnte oder andere Ziele dieses Gesetzes besser erreicht werden. Darüber hinaus werden Teile der Regelung der bisherigen Nummer 7 leicht angepasst in die Nummer 1 überführt, um klarzustellen, dass

diese Regelungen nicht nur im Falle der Übertragung der Aufgaben an einen Dritten geregelt werden können. Darüber hinaus wird die Ermächtigung um die Möglichkeit erweitert, eine Gewinn- und Verlustbeteiligung vorzusehen, um sinnvolle Anreize für eine optimale Vermarktung des Stroms zu setzen.

Die bisherige Nummer 2 kann ebenfalls entfallen, da die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, den Strom effizient zu vermarkten, nunmehr in § 37 Absatz 1 geregelt ist. Stattdessen sieht die Verordnungsermächtigung nunmehr vor, dass die Vermarkter des EEG-Stroms durch Verordnung dazu ermächtigt werden können, für eine bessere Vermarktbarkeit des Stroms vertragliche Vereinbarungen mit Anlagenbetreibern und Anlagenbetreiberinnen zu treffen. In der Folge könnte dieser Strom z. B. am Regelenergiemarkt vermarktet werden oder bei sehr stark negativen Preisen abgeregelt werden.

In Nummer 3 werden lediglich redaktionelle Änderungen vorgenommen.

Die bisherige Nummer 4 entfällt als Folgeänderung zum geänderten § 37 Absatz 1.

Die bisherigen Nummern 5 und 6 werden in der Folge zur Nummer 4. Darüber hinaus ergeben sich redaktionelle Änderungen.

Die bisherige Nummer 7 wird zur neuen Nummer 5, wobei infolge der Änderungen in Nummer 1 die Streichung eines Teils der Regelung erfolgt. Schließlich wird klargestellt, dass im Falle der Beauftragung verschiedener Drittvermarkter oder bei der teilweisen Übertragung der Vermarktung unterschiedliche Regeln für ÜNB und Drittvermarkter gelten können.

Zu § 64d EEG

§ 64d regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Herkunftsnachweisverordnung und entspricht im Wesentlichen § 64 Absatz 4 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“. Zu den hierüber vorgenommenen Änderungen im Einzelnen:

§ 64d Nummer 1 ist vor dem Hintergrund der Neugestaltung der Direktvermarktung im EEG geändert worden: § 55 Absatz 1 Satz 2 EEG – neu – sieht vor, dass Herkunftsnachweise nicht ausgestellt werden dürfen, wenn der Anlagenbetreiber eine Marktprämie in Anspruch genommen hat. Zudem wird in § 56 festgelegt, dass der Anspruch auf die Vergütung oder Marktprämie entfällt, falls der Anlagenbetreiber dem zuwiderhandelt. Der Bundesregierung wird daher durch die Erweiterung in § 64d Nummer 1 der notwendige Spielraum für die Ausgestaltung des künftigen Handels mit Herkunftsnachweisen über das noch zu errichtende Herkunftsnachweisregister gegeben, indem im Rahmen des Erlasses einer Herkunftsnachweisverordnung geregelt werden kann, dass entgegen § 55 Absatz 1 Satz 2 auch im Falle der Inanspruchnahme einer Marktprämie ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden darf. Zudem wird die Bundesregierung dazu ermächtigt, im Rahmen der Herkunftsnachweisverordnung die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom, der über das sogenannte Grünstromprivileg gefördert wird (§ 39 EEG – neu), auszuschließen. Eine solche Einschränkung ist in Artikel 15 Absatz 2 Unterabsatz 3 der Richtlinie 2009/28/EG ausdrücklich vorgesehen.

Des Weiteren wird durch die neue Nummer 5 auch die Möglichkeit geschaffen, von der Ausnahme nach § 55 Absatz 5 (Freistellung von dem Kreditwesengesetz und dem Wertpapierhandelsgesetz) abzuweichen, um ggf. Missbrauchsmöglichkeiten kurzfristig ausschließen zu können, sofern sich herausstellt, dass diese Ausnahme in § 55 Absatz 5 nicht sachgerecht ist. Die Freistellung von dem Kreditwesengesetz und dem Wertpapierhandelsgesetz durch § 55 Absatz 5 hat den Zweck, den Handel von Herkunftsnachweisen unkompliziert und ohne weitere Voraussetzungen auch für Anlagentreiberinnen und Anlagenbetreiber parallel mit dem Handel des Stroms selbst zu ermöglichen. Sollte jedoch der Handel mit den grundsätzlich ungekoppelt handelbaren Herkunftsnachweisen zu Missbrauch führen, kann der Verordnungsgeber schnell auf diese Missstände reagieren und die Herkunftsnachweise der entsprechenden Finanzmarktaufsicht nach dem Kreditwesensgesetz und dem Wertpapierhandelsgesetz unterstellen.

Schließlich eröffnet die neue Nummer 6 die Möglichkeit, dass im Rahmen der Verordnung auch die Ausweisung von EEG-Strom, für den eine feste Vergütung nach § 16 oder eine Marktprämie nach § 33g in Anspruch genommen worden ist, im Rahmen der Stromkennzeichnung abweichend von § 55 geregelt werden kann. Insbesondere wird so die Möglichkeit geschaffen, dass anstelle der Ausweisung auf der Grundlage der finanziellen Belastung der Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, die Übertragungsnetzbetreiber für den von ihnen an der Strombörse verkauften EEG-Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden kann.

Zu § 64e EEG

§ 64e geht auf § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 7 und 9 EEG 2009 zurück und entwickelt ihn weiter. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, den Betrieb eines Anlagenregisters auf private Dritte zu übertragen. Diese Übertragung ist nur zulässig, wenn z. B. die Datennutzung nach § 51 Absatz 3 Satz 2 EEG sichergestellt ist; auch ist ein Abgleich mit anderen Registern, z. B. dem Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus flüssiger Biomasse nach § 61 ff. BioSt-NachV, sicherzustellen. Sofern ein solches Anlagenregister auf Dritte übertragen wird, gilt dies auch für das Register, das derzeit die Bundesnetzagentur für die Registrierung von Anlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie betreibt; auch dieses Register kann auf Private übertragen werden.

Zu § 64f EEG

§ 64f regelt weitere Ermächtigungsgrundlagen. Diese entsprechen teilweise den Ermächtigungsgrundlagen nach § 64 Absatz 1 EEG 2009; darüber hinaus sind weitere Ermächtigungsgrundlagen aufgenommen worden, insbesondere um kurzfristig bei Fehlentwicklungen gegensteuern zu können. Im Einzelnen:

Nach Nummer 1 kann die Bundesregierung durch Rechtsverordnung das Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 12 Absatz 1 regeln, insbesondere pauschalierte Verfahren.

Nummer 2 ermächtigt die Bundesregierung, die Vergütungssätze bei den sogenannten „steuerbaren erneuerbaren Energien“ (also den nicht-fluktuierenden) tageszeitlich unter-

schiedliche Vergütungssätze festzusetzen und hierdurch von den Vergütungssätzen der § 23 ff. abzuweichen. Hierdurch können Anreize für eine Lastverschiebung (z. B. von N_T- zu H_T-Zeiten) gesetzt werden.

Die Nummern 3 und 4 ermächtigen die Bundesregierung zur Neufestsetzung der einzelnen Prämien und Komponenten der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie. Hierdurch können z. B. die Höhe der Managementprämie („P_M") neu und auch unterschiedliche Werte festgesetzt werden für Technologien, die derzeit die Managementprämie in derselben Höhe erhalten; es kann auch innerhalb eines Energieträgers weiter differenziert werden, um die Besonderheiten einzelner Segmente besser zu erfassen. Z. B. kann in der Verordnung bei Wasserkraft zwischen Strom aus Laufwasserkraftanlagen und Strom aus dem natürlichen Zufluss bei Speicherkraftwerken oder bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zwischen nachgeführten und nichtnachgeführten Anlagen differenziert werden. Außerdem wird die Möglichkeit geschaffen, die Flexibilitätsprämie auch auf andere Direktvermarktungsformen und auf Altanlagen sowie auf Anlagen auszudehnen, die anderen Formen von Biomasse, also insbesondere feste Biomasse, zur Stromerzeugung einsetzen.

Nummer 5 ermächtigt die Bundesregierung insbesondere zur Festsetzung neuer Mindestanteile von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas für das Portfolio, das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen des sogenannten Grünstromprivilegs vorhalten müssen, sowie zur Regelung des Nachweises.

Nummer 6 knüpft an § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 6 Buchstabe a EEG 2009 an und konkretisiert diesen.

Nummer 7 entspricht § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 EEG 2009.

Zu § 64g EEG

Absatz 1 regelt, welche Verordnungen des EEG der Zustimmung des Deutschen Bundestages bedürfen. Dies entspricht grundsätzlich den Zustimmungsvorbehalten nach § 64 EEG 2009. Absatz 1 Satz 2 entspricht darüber hinaus § 64 Absatz 2 Satz 3 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien".

Absatz 2 regelt das Verfahren bei zustimmungspflichtigen Verordnungen. Dies entspricht § 64 Absatz 5 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien".

Absatz 3 regelt, dass einzelne Verordnungsermächtigungen übertragen werden können. Nach Satz 2 bedürfen Übertragungsverordnungen nach Satz 1 der Zustimmung des Deutschen Bundestages. Eine solche Verordnung, die auf Grund einer solchen Subdelegation durch die Bundesoberbehörde erlassen wird, bedarf hingegen nicht der Zustimmung des Deutschen Bundestages; dies entspricht dem bisherigen Verständnis, wie etwa die Ausgleichsmechanismus- und die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung oder die Ermächtigung für die Herkunftsnachweisverordnung belegen.

Zu den §§ 65 und 65a – neu – EEG

§§ 65 und 65a – neu – regeln die Berichte zum Ausbau der erneuerbaren Energien, die jeweils vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit entworfen und von der Bundesregierung beschlossen werden. Die Berichte müssen in nicht personenbezogener Form erstellt werden.

§ 65 entspricht § 65 EEG 2009, passt jedoch das Datum für den nächsten Erfahrungsbericht an: Die Norm bestimmt daher, dass der nächste Erfahrungsbericht dem Deutschen Bundestag bis zum 31. Dezember 2014 vorgelegt werden muss. Die nächste Novellierung des EEG erfolgt dann voraussichtlich im Anschluss im Jahr 2015 und würde sodann zum 1. Januar 2016 in Kraft treten.

§ 65a Satz 1 verpflichtet weiterhin das Bundesumweltministerium zu einem Monitoringbericht über den Ausbau der erneuerbaren Energien. Demnach muss das Bundesumweltministerium der Bundesregierung bis zum 31. Dezember 2012 und dann jährlich über den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 und die sich daraus ergebenden Herausforderungen berichten. Dieser Monitoringbericht ist – anders als der im vierjährigen Turnus zu veröffentlichende Erfahrungsbericht nach § 65 – jährlich zu veröffentlichen, beginnend ab dem Jahr 2012. Dieser Monitoringbericht soll sich nicht mit den Einzelheiten des EEG, also nicht z. B. mit konkreten Vergütungssätzen befassen, sondern dient der strategischen Überwachung des EEG, ob sich der Ausbau der erneuerbaren Energien auf dem Zielpfad befindet. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung der durch die Ziele des Energiekonzepts und des § 1 Absatz 2 bestimmten Ausbaulinie entspricht und welche Herausforderungen hierbei zu berücksichtigen sind.

Dieser Bericht bildet gemeinsam mit dem Bericht, den das Bundeswirtschaftsministerium nach § 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG über den Netzausbau, den Kraftwerksausbau und Ersatzinvestitionen sowie Energieeffizienz in demselben zeitlichen Rhythmus erstellt, die Grundlage für einen Bericht der Bundesregierung an den Bundestag. Die Bundesregierung legt in diesem Bericht entsprechende Handlungsempfehlungen zum Elektrizitätsversorgungssystem vor. § 65a Satz 2 EEG entspricht spiegelbildlich § 63 Absatz 1 Satz 2 EnWG.

Zu § 66 EEG

§ 66 regelt die Übergangsvorschriften. Übergangsvorschriften verdrängen, soweit sie bestehen, entsprechende Regelungen dieses Gesetzes.

Absatz 1 ordnet an, dass für Bestandsanlagen, d. h. Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb gegangen sind, grundsätzlich die bisherigen Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 in der jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltenden Fassung Anwendung finden. Hierdurch wird dem Vertrauens- und Bestandsschutz Rechnung getragen, wie er bereits in den Vorgängerfassungen des EEG gewährt worden ist. Wie die Europäische Kommission in ihrer Mitteilung „Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel

für 2020“[14] ausgeführt hat, ist das Vertrauen der Investoren für die Erreichung der Ausbauziele – national wie europaweit – von besonderer Bedeutung, und insbesondere „rückwirkende Änderungen von Förderregelungen sind angesichts ihrer negativen Auswirkungen auf das Investorenvertrauen zu vermeiden“. § 66 Absatz 1 führt daher grundsätzlich die alte Rechtslage für Bestandsanlagen fort. Mit den Nummern 1 bis 10 werden punktuelle Modifizierungen dieses Grundsatzes vorgenommen. Teilweise dienen diese Nummern dazu, Besserstellungen des neuen Rechts auch auf Bestandsanlagen anzuwenden, z. B. die Einführung der Marktprämie nach § 33g (Nummer 10); durch den Systemdienstleistungs-Bonus wird ebenfalls eine Besserstellung von Bestandsanlagen erreicht (Nummer 8). Soweit mit übrigen Nummern Verpflichtungen (z. B. zur technischen Nachrüstung nach den Nummern 1 bis 4) oder in Absatz 3 Vergütungskorrekturen für bestehende Biogasanlagen vorgesehen sind, sind diese Regelungen durch zwingende Gründe des Gemeinwohls und unter Abwägung der berechtigten Vertrauensschutz-Anliegen der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber so gestaltet worden, dass der durch das EEG grundsätzlich gewährleistete Vertrauensschutz erhalten bleibt.

Nummer 1 regelt, dass Bestandsanlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, deren installierte Leistung größer als 100 Kilowatt ist und die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb gegangen sind, die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 1 mit einer Übergangsfrist von einem halben Jahr einhalten müssen.

Nummer 2 ordnet an, dass Bestandsanlagen die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 ab dem 1. Januar 2014 auch von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt einhalten müssen, die nach dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden sind. Die Leistungsberechnung für diese Anlagen erfolgt nach § 6 Absatz 3.

Nach Nummer 3 gilt die Verpflichtung zur Verwendung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen z. B. für einen Störfall oder eine Überproduktion auch für bestehende Biogasanlagen, sofern diese nicht ohnehin nach Nummer I.4 der Anlage 2 zum EEG 2009 die Anforderungen für den „Nawaro-Bonus“ zur gasdichten Abdeckung des Gärrestlagers und Verwendung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen für einen Störfall oder für eine Überproduktion erfüllen. Diese Nachrüstpflicht ist bis zum 1. Januar 2014 umzusetzen. Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung von Gasfreisetzungen nach dem Stand der Technik sind z. B. Reserve-BHKW, Gasfackeln oder andere Möglichkeiten der Gasverwertung und Gaszwischenspeicherung. Der Stand der Technik ergibt sich z. B. aus der VDI-Norm 3475 oder der VDI-Norm 4631. Eine Verpflichtung zur Nachrüstung einer technisch gasdichten Gärrestlagerabdeckung bei Bestandsanlagen wird hingegen nicht eingeführt, da eine solche Pflicht in vielen Fällen wirtschaftlich nicht zumutbar wäre.

Nummer 4 regelt die Rechtsfolgen, wenn Bestandsanlagen nicht die nach den Nummern 1 bis 3 verpflichtend durchzuführenden Maßnahmen ergriffen haben.

Nach Nummer 5 sind die §§ 11 und 12 entsprechend auch auf Bestandsanlagen anzuwenden, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, wenn für diese Anlagen eine Verpflichtung zur Ausrüstung mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung nach § 6 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in seiner vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung bestand oder sobald sie nach den Nummern 1 und 2 verpflichtet sind, die Anforderungen des § 6 Absatz 1 oder Absatz 2 Nummer 1 einzuhalten. Dem Einspeisemanagement entsprechend den §§ 11 und 12 unterliegen damit (wie auch schon nach bisherigem Recht) auch Bestandsanlagen mit einer betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung. Da § 11 in seiner neuen Fassung nur noch auf Anlagen anzuwenden ist, die mit einer technischen Einrichtung zur Regelung ausgestattet sind, während bestehende Anlagen teilweise mit betrieblichen Einrichtungen ausgestattet wurden, gelten §§ 11 und 12 für diese Anlagen entsprechend.

Nummer 6 regelt, dass § 16 Absatz 2 Satz 2 bis 4 ergänzend zu § 16 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung anzuwenden ist.

Nummer 7 ordnet die Geltung der Nummer 1 Buchstabe a der Anlage 1 zum EEG auch bei Bestandsanlagen an. Ab dem 1. Mai 2012 müssen auch Bestandsanlagen, die für die Erdgasnetzeinspeisung aufbereitetes Gas einsetzen, die verschärfte Anforderung zum Methanschlupf erfüllen, wonach die Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung maximal 0,2 Prozent betragen dürfen. Diese Regelung harmonisiert die Rechtslage auch für Bestandsanlagen mit den Methanschlupf-Anforderungen nach § 36 Absatz 1 Satz 4 Gasnetzzugangsverordnung.

Nummer 8 bestimmt, dass sich die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus) erhöht, sobald sie infolge einer Nachrüstung nach dem 1. Januar 2012 und vor dem 1. Januar 2016 die Anforderungen der Verordnung nach § 64 erstmals einhalten.

Nummer 9 dient der Klarstellung, dass nach alter Rechtlage nur dann ein Anspruch auf die Vergütung nach § 33 Absatz 2 EEG für die Anlagen besteht, wenn der Strom nicht unter Zuhilfenahme eines Netzes der öffentlichen Versorgung nach § 3 Nummer 7 EEG an Dritte zum Selbstverbrauch veräußert wird.

Nummer 10 ordnet für Bestandsanlagen die Geltung der §§ 33a bis 33g mit der Maßgabe an, dass bei der Berechnung der Marktprämie nach § 33g der Wert „*EV*“ im Sinne der Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz die Höhe der Vergütung in Cent pro Kilowattstunde ist, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Falle einer Vergütung nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte.

Nummer 11 ordnet die Geltung der Sonderregelung für die Inbetriebnahme von Fotovoltaikanlagen in § 32 Absatz 3 auch auf Bestandsanlagen an. Hintergrund der Regelung ist

[14] KOM(2011) 31 endgültig vom 31. Januar 2011.

die Definition der Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1. Hiernach wird das einzelne Fotovoltaikmodul als Anlage gesehen. Da Dach- und Freiflächenanlagen immer aus einer Vielzahl von Modulen bestehen solle der Austausch insbesondere von defekten Modulen nicht den Inbetriebnahmezeitpunkt der nach § 6 Absatz 3 zusammengefassten Gesamtanlage berühren. Deswegen wurde § 32 Absatz 3 eingeführt. Dessen Regelungsinhalt wird durch Nummer 11 auch auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, übertragen. So führt der Austausch von Modulen einer nach § 6 Absatz 3 zusammengefassten Gesamtanlage zum Beispiel aufgrund von Sachmängel, eines technischen Defekts oder aufgrund von Beschädigungen nicht zu einer Neuinbetriebnahme. Das neue Modul erhält damit die gleich hohe Vergütung (für den restlichen Vergütungszeitraum) wie das ersetzte Modul (näheres siehe Begründung zu § 32 Absatz 3 EEG).

Für Bestandsanlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes Strom aus Altholz oder (bei Inbetriebnahme oder Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der Biomasseverordnung) aus Pflanzenölmethylester erzeugt haben, gilt nach Absatz 2 auch weiterhin die Biomasseverordnung in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung.

Absatz 3 erklärt die einschränkende Regelung nach Nummer I.1 Buchstabe c der Anlage 2 zum EEG 2009 ab dem 1. Januar 2012 für Bestandsanlagen für nicht mehr anwendbar. Nach dieser Bestimmung war der Anspruch auf den sog. Nawaro-Bonus ausgeschlossen, wenn auf demselben Betriebsgelände, auf dem die Nawaro-Anlage betrieben wird, andere Biomasseanlage betrieben werden, in denen gleichzeitig Strom aus sonstigen, nicht für den „Nawaro-Bonus“ zugelassenen Stoffen gewonnen wird. Diese Regelung diente der Vermeidung von Missbrauchsfällen. In der Praxis haben sich die übrigen Instrumente zur Missbrauchsvorbeugung wie insbesondere die Pflicht zur Führung eines Einsatzstoff-Tagebuches bereits als ausreichend erwiesen, so dass eine Beibehaltung der betriebsgeländebezogenen Einschränkung nicht mehr erforderlich ist. Die Übergangsbestimmung des Absatzes 3 ermöglicht auf Betriebsgeländen, auf denen bislang bereits eine Nawaro-Anlage betrieben wird, zukünftig auch den Betrieb weiterer, nicht ausschließlich mit Stoffen im Sinne der Anlage 2 zum EEG 2009 betriebener Neuanlagen und damit die energetische Nutzung auch anderer vor Ort vorhandener Biomassepotenziale.

Mit Absatz 4 wird bestimmt, dass die Deckelung der Einsatzstoffe Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais nicht für Neuanlagen gilt, soweit diese Biogas von einer Biogaserzeugungsanlage beziehen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen und daher für einen Betrieb ohne Berücksichtigung dieser neu eingeführten Einsatzstoffbegrenzung ausgelegt wurde. Eine Umstellung des Substrateinsatzes ist für die betreffenden Anlagen in der Regel sehr schwierig und kostspielig und tangiert bestehende Substratlieferverträge.

Absatz 5 regelt, dass Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft mit einer installierten Leistung von mehr als 500 Kilowatt und höchstens 5 Megawatt, deren Wasserkraftnutzung vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes wasserrechtlich zugelassen wurde und die ihre Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb nehmen, wählen können, ob sie die Vergütung nach § 23 Absatz 1 und Absatz 2 oder nach § 23 der vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung erhält. Dazu müssen sie dies verlangen, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung nach § 23 gezahlt hat.

Absatz 6 regelt, dass die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber abweichend von § 27 für Strom aus immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen neuen Anlagen zur Verbrennung oder thermochemischen Vergasung fester Biomasse die Vergütung nach § 27 des EEG 2009 erhält, wenn die Anlage vor dem Inkrafttretensdatum dieses Gesetzes nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt wurde und vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wird, und wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung nach § 27 gezahlt hat. Mit dieser Regelung wird den regelmäßig besonders langen Planungs- und Realisierungszeiträumen bei diesen Anlagen Rechnung getragen.

Absatz 7 schreibt vor, dass Netzbetreiber im Rahmen des § 11 Anlagen nach § 6 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 erst regeln dürfen, sobald ein pauschalisiertes Verfahren durch Rechtsverordnung eingeführt worden ist.

Absatz 8 regelt, dass auf Strom, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. Januar 2013 an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, § 39 mit der Maßgabe Anwendung findet, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 2 bis zum ersten Tag des dritten auf die Verkündung dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats mitgeteilt haben müssen.

Mit Absatz 9 wird eine Übergangsvorschrift für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen geschaffen. Da die Errichtung des elektronischen Herkunftsnachweisregisters einen zeitlichen und organisatorischen Vorlauf benötigt, stellt Absatz 9 sicher, dass in der Errichtungsphase bis zur Inbetriebnahme dieses Herkunftsnachweisregisters die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung weiterhin nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der bis zum 30. April 2011 geltenden Fassung erfolgen kann. Der Tag der Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters wird im elektronischen Bundesanzeiger bekannt gegeben. Die Regelung entspricht inhaltlich § 66 Absatz 6 EEG 2011.

Absatz 10 bestimmt, dass die Pflicht zur Verwendung von Massenbilanzsystemen bei der Verstromung von aus dem Erdgasnetz entnommenem Gas im Sinne des § 27c Absatz 1 erst für ab dem Jahr 2013 erzeugten Strom gilt. Für Strom, der bis Ende des Jahres 2012 erzeugt wird, muss die Voraussetzung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 noch nicht eingehalten werden.

Mit Absatz 11 wird eine Übergangsvorschrift für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Konversionsflächen im Sinne des 32 Absatz 2 Nummer 2 geschaffen. Durch Einfügung des neuen § 32 Absatz 2

Nummer 2 Buchstabe a und b werden bestimmte Schutzgebiete von den grundsätzlich vergütungsfähigen Konversionsflächen ausgenommen. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erhalten auch dann eine Vergütung nach § 32 Absatz 2, wenn sie in den in § 32 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe a und b genannten Schutzgebieten errichtet werden, wenn die Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind und ein entsprechender Beschluss über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans für diese Fläche vor dem Datum der zweiten und dritten Lesung im Deutschen Bundestag zu diesem Gesetz gefasst worden ist. Diese Übergangsvorschrift soll die Vertrauensschutzinteressen von Projekten, die bereits geplant waren, Rechnung tragen und zugleich sicherstellen, dass keine neuen Projekte in den Schutzgebieten geplant und errichtet werden.

Absatz 12 stellt sicher, dass die Änderungen des § 57 EEG zur Clearingstelle auch für Auslegungsfragen zum EEG 2009 sowie bei Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gelten, die vor dem Inkrafttreten des neuen EEG ihre Anlagen in Betrieb genommen haben.

Absatz 13 sieht Übergangsregelungen zu § 41 vor. Nummer 1 sorgt dafür, dass Unternehmen, die durch die Änderung in § 37 Absatz 4 erstmals zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet werden, einen Antrag stellen können. Nummer 2 sieht eine Übergangsvorschrift für die Anforderungen nach § 41 Absatz 1 Nummer 2 vor.

Absatz 14 regelt die Fortgeltung des geltenden Rechts bei der Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen, sofern dies von den Anlagenbetreibern gewünscht wird.

Zu Nummer 42 (Anlage 1 und 2 EEG)

Nummer 42 regelt die Anlagen für den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2 (Anlage 1) und für die Stromerzeugung aus Biomasse in KWK (Anlage 2).

Zu Anlage 1 (Gasaufbereitungs-Bonus)

Anlage 1 entspricht inhaltlich im Wesentlichen der bisherigen Nummer I der Anlage 1 zum EEG 2009 (Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung). Der Bonus kann gemäß § 27c Absatz 2 für Strom aus Biogas einschließlich Biogas aus Bioabfallvergärung, Klärgas und Deponiegas geltend gemacht werden. Inhaltlich neu gegenüber dem früheren Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung ist die Verschiebung der Kapazitätsschwellen (Nennleistung), bis zu denen der Gasaufbereitungs-Bonus gewährt wird, von 350 bzw. 700 Normkubikmetern auf 700 bzw. 1 400 Normkubikmeter. Auch wird der Grenzwert für die maximal zulässigen Methanemissionen aus der Gasaufbereitung in die Atmosphäre auf 0,2 Prozent abgesenkt, was dem ab 1. Mai 2012 nach § 36 Absatz 1 Satz 3 der Gasnetzzugangsverordnung geforderten Höchstwert für die privilegierte Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz entspricht.

Zu Anlage 2 (Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung)

Anlage 2 regelt die Anforderungen an eine qualifizierte Wärmenutzung, die zur Erfüllung der Vergütungsvoraussetzungen für Strom aus Biomasse nach § 27 nachzuweisen ist. Inhaltlich entspricht Anlage 2 im Wesentlichen den bisherigen Anforderungen zur Gewährung des KWK-Bonus nach Anlage 3 zum EEG 2009, ergänzt um einige Klarstellungen. Die Wärmenutzung im Sinne Nummer 1 Buchstabe c (Ersetzung fossiler Energieträger) wird nicht mehr wie bisher an nachweisbare Mehrkosten von mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung geknüpft, wird aber weiterhin nur dann anerkannt, wenn hiermit der wirtschaftlich sinnvolle Einsatz fossiler Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt wird.

Die erforderlichen Nachweise hinsichtlich des geforderten KWK-Strom-Anteils und der qualitativen Wärmenutzungsanforderungen nach Nummer 1 Buchstabe b und c sind gemäß Nummer 2.3 bei der erstmaligen Geltendmachung des gesetzlichen Vergütungsanspruchs und danach für jedes Kalenderjahr spätestens bis zum 28. Februar des Folgejahres zu erbringen. Das bei erstmaliger Geltendmachung des Vergütungsanspruchs vorzulegende umweltgutachterliche Gutachten muss die zu erwartende Mindestwärmenutzung von 60 Prozent (beziehungsweise 35 Prozent zuzüglich des anzurechnenden Fermenter-Wärmebedarfs) bescheinigen, und muss insbesondere eine Aussage über die zu erwartende Wärmeproduktion anhand der Stromkennzahl und der geplanten Betriebsstunden sowie Aussagen über den Wärmebedarf nach der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand“ vom 26. Juli 2007 und der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte im Wohngebäudebestand“ vom 30. Juli 2009 des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, über den Wärmebedarf technischer Einrichtungen (z. B. zur Holztrocknung) mit Angabe des jährlich zu erwartenden Bedarfs, oder über eine Anschlussprognose von Wärmenetzen, nach der die notwendige Anschlussdichte nach drei Jahren erreicht werden kann, umfassen.

In Nummer 3 Buchstabe a wird klargestellt, dass die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr auch dann berücksichtigungsfähig ist, wenn der Wärmeeinsatz insgesamt höher liegt als die berücksichtigungsfähigen 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche.

Nach Nummer 3 Buchstabe b führen bei der Einspeisung von Wärme in ein Wärmenetz zukünftig Wärmeverluste in Höhe von 25 Prozent oder mehr des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder -kunden nicht mehr automatisch zu einer Unzulässigkeit dieser Wärmenutzung im Sinne der Positivliste. Jedoch werden Wärmeverluste durch Wärmeverteilung und -übergabe nur bis zu 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder -kunden anerkannt.

In Nummer 3 Buchstabe e wurden die berücksichtigungsfähigen Obergrenzen für die Beheizung von Tierställen auf Grundlage von Berechnungen des DBFZ neu festgelegt und von der Bezugsgröße „Tier“ auf die Bezugsgröße „Tierplatz“ umgestellt, da auch die Genehmigung der Stallungen entsprechend der Anzahl der Tierplätze und nicht der Tiere erfolgt und der Wärmebedarf je Tier variieren kann.

Die Anforderungen an die Wärmenutzung zur technische Holztrocknung werden dahingehend präzisiert, dass die

Trocknung von Holz zur stofflichen oder energetischen Nutzung (zum Beispiel Trocknung von Holzpellets oder von Holzhackschnitzeln) bis zu einem Wärmeeinsatz von 0,9 Kilowattstunden je Kilogramm kg Holz berücksichtigt wird.

Zudem wird in Buchstabe g als anerkannte Wärmenutzung die Bereitstellung von Abwärme als Prozesswärme für die Biogasaufbereitung hinzugefügt, wenn die Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage mindestens 350 Normkubikmeter aufbereitetes Biogas pro Stunde beträgt.

Schließlich gilt nach Buchstabe h auch die Bereitstellung als Prozesswärme zur Hygienisierung oder Pasteurisierung von Einsatzstoffen oder Gärresten als zulässige Wärmenutzung, da die Wärmebereitstellung für die Hygienisierung oder Pasteurisierung der Gärreste sonst über eine aerobe Umsetzung der organischen Anteile der Gärreste erfolgen müsste und dies aus Sicht des Klimaschutzes nicht sinnvoll ist. Die Anforderungen an eine Hygienisierung oder Pasteurisierung der Gärreste ergeben sich aus dem Fachrecht, z. B. aus der Bioabfallverordnung oder der Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung (TierNebV).

Die durch das Gesetz zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels (TEHG-Novelle 2011) angefügten Nummern V und VI werden gestrichen, da diese sich auf die Höhe und Berechnung des mit diesem Gesetz gestrichenen KWK-Bonus beziehen.

Zu Nummer 43 (Anlage 3 EEG)

Nummer 43 enthält im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen zu der Streichung von § 29 Absatz 3 und 4 sowie dem neu gefassten Leistungsbegriff in § 3 Nummer 6. Daneben wird in Nummer 8 Satz 2 ein Verweis auf § 11 eingefügt, um klarzustellen, dass eine Abregelung der Anlage nach § 11 nicht zu einer Verlängerung der Anfangsvergütung führt. Dies gilt allerdings nicht nur für Reduzierungen der Leistung nach § 11. Au geringere Einspeisung, die dadurch bedingt sind, dass z. B. direkt vermarktende Anlagen in Zeiten negativer Börsenpreise ihre Anlagen freiwillig drosseln. In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass für die Berechnung des Referenzertrages nicht nur die eingespeisten und vergüteten Strommengen zu berücksichtigen sind, sondern der Ertrag der Anlage, der auch selbst verbrauchte oder direkt vermarktete Strommengen erfasst.

Zu Nummer 44 (Anlage 4 und 5 EEG)

Die Anlagen 4 und 5 enthalten die Berechnungsformeln für die Marktprämie nach § 33g und die Flexibilitätsprämie nach § 33i. Sie entsprechen inhaltlich den wissenschaftlichen Empfehlungen, die der Einführung dieser beiden neuen Instrumente zugrunde lagen. Durch die Formeln kann jeweils der genaue Wert der Prämien berechnet werden. Auf die dabei errechneten Beträge fällt keine Umsatzsteuer an, da die Prämien kein steuerbares Entgelt i. S. des § 10 UStG sind.

Bei der Ausgestaltung der Marktprämie wurde auf eine möglichst unbürokatische Berechnung geachtet; zu diesem Zweck wurde der Ansatz des BDEW-Umsetzungsvorschlags zur Berechnung der Marktprämie mittels einer energieträgerspezifischen Rückvergütung aufgegriffen und in den Formeln berücksichtigt, allerdings sprachlich neu gefasst; insofern entspricht der im Gesetz verwendete Ansatz des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts dem Rückvergütungswert des BDEW-Umsetzungsvorschlags. Die Managementprämie ist in enger Anlehnung an § 6 Absatz 1 AusglMechAV formuliert worden. Im Übrigen wird auf die Begründung zu den §§ 33g und 33i verwiesen.

Durch Nummer 3 der Anlage 4 werden die Übertragungsnetzbetreiber schließlich verpflichtet, alle für die Berechnung der Marktprämie relevanten Informationen auf ihrer gemeinsamen Transparenzplattform im Internet zu veröffentlichen (§ 48 Absatz 3 Nummer 1). Dabei entspricht Nummer 3.1 hinsichtlich der Online-Hochrechnung für die Stromeinspeisung aus Windenergie § 2 Nummer 2 AusglMechAV, der infolge dessen aufgehoben wird.

Nach Nummer 3.2 sind auch alle Angaben, die für die Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts erforderlich sind, sowie der daraus berechnete Wert als solcher jeweils rückwirkend anhand der tatsächlichen Werte transparent zu machen. Diese Pflicht ist grundsätzlich bis zum zehnten Werktag des Folgemonats zu erfüllen; dies entspricht den gängigen Zeiträumen der Bilanzkreisabrechnung. Sofern die Daten nicht rechtzeitig verfügbar sind, sind die Berechnungen unverzüglich nachzuholen, spätestens jedoch bis zum 31. Januar des Folgejahres. Dieses Enddatum ist erforderlich, um die Endabrechnung der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber für das abgelaufene Geschäftsjahr zu ermöglichen.

Zu Artikel 2 (Änderung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus)

Die Änderungen, die jeweils unmittelbare Folgeänderungen zu den Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz sind, sind im Wesentlichen Folgeänderungen der Verankerung der Grundzüge der neuen Wälzung im EEG sowie daraus resultierende Folgeanpassungen zu § 34 ff. EEG.

Zu Nummer 1 (Überschrift)

Mit Nummer 1 erhält die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus den Kurztitel „Ausgleichsmechanismusverordnung“.

Zu Nummer 2 (§ 1 AusglMechV)

Mit Nummer 2 wird § 2 AusglMechV 2010 aufgehoben. Die entsprechenden Regelungen finden sich nunmehr im Erneuerbare-Energien-Gesetz: Die bisherige Nummer 1 des § 1 AusglMechV entfällt wegen der Streichung von § 36 Absatz 4 EEG 2009, die bisherige Nummer 2 entfällt wegen der Streichung von § 37 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009. Die Nummern 3 und 4 erübrigen sich durch die neuen Absätze 1 und 2 des § 37 EEG.

Zu Nummer 3 (§§ 2 und 3 AusglMechV)

Der bisherige § 2 Absatz 1 AusglMechV 2010 entfällt mit Blick auf den neuen § 37 Absatz 1 EEG. § 2 Absatz 2 AusglMechV 2010 wird – als neuer § 2 AusglMechV – redaktionell angepasst.

§ 3 Absatz 1 AusglMechV 2010 entfällt mit Blick auf den neuen § 37 Absatz 2 EEG. § 3 Absatz 2 Satz 1 wird mit

einigen redaktionellen Folgeänderungen Absatz 1 und § 3 Absatz 2 Satz 2 zum neuen Absatz 2. In Absatz 3 wird eine neue Nummer 2a eingefügt, die im Wesentlichen zur Berücksichtigung der Einnahmen der Netzbetreiber aus vermiedenen Netznutzungsentgelten für Anlagen erfolgt, die eine Marktprämie erhalten. Absatz 4 Nummer 1a dient dazu, die Zahlungen im Rahmen der Marktprämie als Ausgaben zu Lasten des EEG-Kontos anzuerkennen. Daneben können im Rahmen der neuen Nummer 7 auch die Kosten für die Einrichtungen eines Anlagenregisters als Ausgaben auf dem EEG-Konto verbucht werden. Absatz 6 greift umfassend § 37 Absatz 4 EEG auf, dessen entsprechende Geltung er bisher anordnete. Im Übrigen kann er wegen der Änderung der entsprechenden Vorschriften im Erneuerbare-Energien-Gesetz entfallen. Absatz 7 regelt die Berechnung der Liquiditätsreserve, die den möglichen Kreditbedarf der Übertragungsnetzbetreiber reduzieren soll.

Zu Nummer 4 (§ 4 AusglMechV)

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung des Spotmarktes und steht daher in unmittelbarem Zusammenhang zu Nummer 2 der Anlage 4 zum EEG.

Zu Nummer 5 (§ 6 AusglMechV)

Die Aufhebung des § 6 ist eine Folge der Änderungen in § 40 ff. EEG.

Zu Nummer 6 (§ 7 AusglMechV)

Die Informationspflichten werden nach einer Anpassung der § 45 ff. EEG leicht überarbeitet. Diese Transparenzpflichten sind für die Umsetzung und Überprüfung des Ausgleichsmechanismus erforderlich.

Zu Nummer 7 (§ 8 AusglMechV)

§ 8 AusglMechV kann aufgrund der Änderungen in den §§ 53 und 54 EEG entfallen.

Zu Nummer 8 (§ 10 AusglMechV)

§ 10 Absatz 1 AusglMechV entfällt wegen der Änderungen in § 61 EEG.

Zu Artikel 3 (Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung)

Die Änderungen sind redaktioneller Art. Im Wesentlichen werden die Verweise an die geänderten Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Ausgleichsmechanismusverordnung angepasst.

Zu Artikel 4 (Änderung der Systemdienstleistungsverordnung)

Der Systemdienstleistungsbonus aus § 29 Absatz 2 Satz 4 EEG 2009 wird auf Basis der Erkenntnisse des EEG-Erfahrungsberichts gestrichen, weil die Neuanlagen die Systemdienstleistungstechnologie bereits standardmäßig erhalten und hier für keine nennenswerten Mehrkosten entstehen.

Darüber hinaus soll der bisher gewährte Bonus für Bestandsanlagen nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 EEG für einen verlängerten Zeitraum gewährt werden, damit weitere Altanlagen nachgerüstet werden können (siehe oben). Durch die Änderungen des EEG sind Folgeänderungen der Systemdienstleistungsverordnung erforderlich, die durch Artikel 4 umgesetzt werden.

Zu Nummer 1 (§ 1 SDLWindV)

Die Streichung des § 1 Nummer 2 ist eine redaktionelle Folgeänderung, die durch den Wegfall des Systemdienstleistungsbonus aus § 29 Absatz 2 Satz 4 EEG 2009 veranlasst ist.

Zu den Nummern 2 und 3
(§§ 2 und 3 SDLWindV)

Die jeweils gleichlautenden Änderungsbefehle der Nummern 2 und 3 für die §§ 2 und 3 sind durch die Änderungen des EEG veranlasst. Die durch Buchstabe a angeordnete Streichung wird jeweils aufgrund des Wegfalls des Systemdienstleistungs-Bonus aus § 29 Absatz 2 Satz 4 EEG 2009 notwendig. Die Streichung durch Buchstabe b ist wegen des Wegfalls des Satz 2 in § 30 EEG 2009 erforderlich. Die Vorschrift nahm bislang den 31. März 2011 in Bezug. Dieser Zeitpunkt liegt zum Inkrafttreten der neuen Fassung in der Vergangenheit und veranlasst daher den Änderungsbefehl in Buchstabe c.

Zu Nummer 4 (§ 4 SDLWindV)

Mit dem Wegfall des Systemdienstleistungs-Bonus für neu errichtete Anlagen aus § 29 Absatz 2 Satz 2 EEG 2009 muss § 4 ebenfalls geändert werden. Die Regelung aus § 4 ist nicht obsolet, sondern stellt klar, dass auch zukünftig die technischen und betrieblichen Anforderungen an Systemdienstleistungen bei mehreren Anlagen nur am Netzverknüpfungspunkt erbracht werden müssen, wenn mindestens eine der Anlagen bis zum 31. März 2011 in Betrieb gegangen ist.

Zu Nummer 5 (§ 5 SDLWindV)

§ 5 stellt sicher, dass alte Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 und nach dem 31. Dezember 2001 in Betrieb gegangen sind, weiterhin begünstigt werden, wenn sie nachgerüstet werden, um Systemdienstleistungen erbringen zu können. Die Verlängerung des Systemdienstleistungs-Bonus für die Nachrüstung von Altanlagen erfolgt durch eine Verlängerung der Frist für die Nachrüstung bis zum 1. Januar 2016. § 5 schreibt vor, dass der Nachrüsttermin in einem Zeitraum nach dem 31. Dezember 2011 liegen muss, um den Systemdienstleistungs-Bonus zu erhalten.

Zu Nummer 6 (§ 8 SDLWindV)

Die Übergangsbestimmungen aus § 8 werden neu gefasst. In Anlehnung an die ebenfalls neu gefasste Übergangsbestimmung im EEG schreibt § 8 in seiner neuen Fassung vor, dass die alte Rechtslage für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind, fortbesteht.

Der Systemdienstleistungs-Bonus für die Nachrüstung von Altanlagen wird nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 EEG auch in Zukunft für Anlagen gezahlt, deren Inbetriebnahme vor

dem 1. Januar 2009 lag. Für diese Anlagen ordnet Absatz 2 daher abweichend von Absatz 1 an, dass die neue Fassung der Systemdienstleistungsverordnung Anwendung findet.

Zu Artikel 5 (Änderung der Biomasseverordnung)

Zu Nummer 1 (§ 1 BiomasseV)

Die Beschreibung des Aufgabenbereichs der Biomasseverordnung wird entsprechend ihres aufgrund der geänderten Ermächtigungsgrundlage erweiterten Regelungsbereichs angepasst.

Zu Nummer 2 (§ 2 BiomasseV)

Mit der Streichung der Regelungen zur Anerkennung von Altholz als Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung wird in Absatz 3 die Empfehlung aus dem EEG-Erfahrungsbericht umgesetzt, der die Beendung der Förderung von Strom aus Altholz in Neuanlagen empfiehlt. Für Bestandsanlagen gilt die Übergangsregelung nach § 66 Absatz 2 Nummer 1 EEG. Aufgrund der dynamischen Verweisungen auf den Biomassebegriff der BiomasseV in § 37b Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, § 1a Nr. 13a des Energiesteuergesetzes und § 2 Absatz 1 Satz 2 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung gilt die Streichung der Regelungen zur Anerkennung von Altholz als Biomasse auch für den Biokraftstoffbereich.

Die Streichungen in Satz 1 Nummer 3 und in Satz 4 zur Anerkennung von Pflanzenölmethylester als Biomasse dienen der Rechtsbereinigung. Für Bestandsanlagen, die die spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der Biomasseverordnung in Betrieb genommen bzw. entsprechend genehmigt wurden, gilt die Biomasseverordnung aufgrund der Übergangsregelung in § 66 Absatz 2 Nummer 2 EEG in ihrer vor Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung fort.

Bei der Änderung in Absatz 4 handelt es sich um eine redaktionelle Klarstellung.

Zu Nummer 3 (§ 2a BiomasseV)

Die einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 EEG bemisst sich danach, ob ein Einsatzstoff – sofern er als anerkannte Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung vergütungsfähig ist – der mit 6 Cent pro Kilowattstunde vergüteten Einsatzstoffvergütungsklasse I, der mit 8 Cent pro Kilowattstunde vergüteten Einsatzstoffvergütungsklasse II oder keiner der beiden Einsatzstoffvergütungsklassen zuzuordnen ist. In letzterem Fall wird Strom, der aus solchen Einsatzstoffen erzeugt wird, ausschließlich mit der Grundvergütung vergütet.

Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse I werden in Anlage 2 aufgelistet und umfassen im Wesentlichen nachhaltig produzierte, nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen). Für sonstige, nicht ausdrücklich in Anlage 2 aufgeführte Energiepflanzen (nachwachsende Rohstoffe) ist im Falle der Biogaserzeugung der Energieertrag „E I“ und im Falle der Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung der Energieertrag „H I“ zu verwenden. Nicht als nachwachsende Rohstoffe in diesem Sinne gelten weiterhin die schon nach Nummer IV der Anlage 2 zum EEG 2009 ausdrücklich aufgeführten Einsatzstoffe.

Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse II werden in Anlage 3 aufgeführt und umfassen bestimmte ökologisch vorteilhafte und daher besonders förderungswürdige Einsatzstoffe, für deren Erschließung eine entsprechend höhere Einsatzstoffvergütung erforderlich ist.

Alle übrigen Einsatzstoffe werden in Anlage 1 aufgeführt und umfassen Rohstoffe, die keine oder nur geringe Bereitstellungskosten verursachen und daher über die Grundvergütung hinaus nicht gesondert vergütet werden müssen. Diese Kategorie beinhaltet alle Substrate, die nach der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelten und nicht der Rohstoffvergütungsklasse I bzw. II zugeordnet sind. Kann ein Einsatzstoff keiner der drei vorgenannten Einsatzstoffklassen zugeordnet werden (z. B. Nebenprodukte von Sonderkulturen), so wird das Substrat gemäß Absatz 2 Satz 3 für die Ermittlung der prozentualen Anteile der Einsatzstoffe an der Stromerzeugung in die lediglich zur Grundvergütung berechtigende Einsatzstoffklasse nach Anlage 1 eingeordnet und im Falle der Biogaserzeugung der Energieertrag „E 0“ sowie im Falle der Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung von sonstigem Holz der Energieertrag „H 0“ angewendet. Generell werden keine Biomassesubstrate für eine Vergütung nach dem EEG anerkannt, die uneingeschränkt als Nahrungsmittel verwendet oder verarbeitet werden könnten. Aufgrund des sehr unterschiedlichen Preisniveaus zwischen zum Verzehr geeigneten bzw. bestimmten Lebensmitteln einerseits und den für einen EEG-Anlagenbetrieb wirtschaftlich vertretbar zu zahlenden Einsatzstoffpreisen andererseits erscheint der Einsatz von für den Nahrungsmittelsektor geeigneten Lebensmitteln schon aus wirtschaftlichen Gründen ausgeschlossen.

Das für die Bemessung der anteiligen einsatzstoffbezogenen Vergütung ausschlaggebende energetische Verhältnis der einzelnen verwendeten Einsatzstoffe wird durch Multiplikation der Mengen der eingesetzten Substrate gemäß Einsatzstoff-Tagebuch und deren Energieerträgen ermittelt. Die Multiplikation des energetischen Anteils mit der gesamten erzeugten Strommenge ergibt die anteilige Strommenge, die die der Einsatzstoffvergütungsklasse zustehende Vergütung erhält.

- Die Energieerträge für die zur Biogaserzeugung verwendeten Einsatzstoffe ergeben sich aus den in den Anlagen 1 bis 3 genannten individuell festgelegten Werten einschließlich der Energieerträge „E 0“ und „E I“. Für nicht zuzuordnende Einsatzstoffe gilt Absatz 2 Satz 3.
- Die Energieerträge für die zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung verwendeten Einsatzstoffe entsprechen dem Heizwert Hi,N dieser Einsatzstoffe. Sofern für einen Einsatzstoff in den Anlagen 1 bis 3 kein Heizwert bestimmt ist und auch die Energieerträge „H 0“ und „H I“ nicht anwendbar sind, kann die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber den Heizwert Hi,N über den sich aus der Lieferbescheinigung des Einsatzstoffs ergebenden Heizwert nachweisen oder gemäß DIN EN 14918 (2010:04) bestimmen lassen. Bei Nachweisführung über die Lieferbescheinigung muss dieser gemäß Absatz 3 eine Kopie des Analyseergebnisses nach DIN EN 14918 beigefügt sein, und es müssen sich aus der Lieferbescheinigung der Name des beauftragten Prüflabors, die Nummer des Prüfberichts, die Probennummer und das Datum der Probennahme ergibt. Auch im Übrigen kann

die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber, statt die in den Anlagen 1 bis 3 angegebenen Heizwerte zu verwenden, den Heizwert nach DIN EN 14918 bestimmen lassen. Werden Einsatzstoffe unterschiedlicher Vergütungskategorien (Anlage 1, Anlage 2, Anlage 3) eingesetzt und wird in diesen Fällen nicht für alle verwendeten Einsatzstoffe ein Heizwert Hi,N vorgelegt, so ist eine Berechnung der anteiligen einsatzstoffbezogenen Vergütung nach § 27 Absatz 2 EEG nicht möglich: in diesen Fällen entfällt daher entsprechend Nummer 64 der Anlage 1 für alle verwendeten Einsatzstoffe der Anspruch auf eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 2 EEG. Für nicht zuzuordnende Einsatzstoffe gilt Absatz 2 Satz 3. Werden die in den Anlagen 1 bis 3 angegebenen Energieerträge für die Bestimmung des spezifischen Energieertrages verwendet, so ist dieser für die verwendeten Einsatzstoffe jeweils in Abhängigkeit von deren Wassergehalt nach folgender Formel zu berechnen:

$H_U(w) = (H_U(wf) \times (100–W) – 2{,}44W)/100$

Dabei ist

$H_U(w)$ = Heizwert des Holzes (MJ/kg) bei einem Wassergehalt W,

$H_U(wf)$ = Heizwert der Holztrockensubstanz (MJ/kg_{atro}); dies entspricht dem in den Anlagen 1 bis 3 angegebenen Energieertrag (Heizwert),

2,44 = Verdampfungswärme des Wassers in MJ/kg bezogen auf 25˚C,

W = Wassergehalt in Prozent.

Der Wassergehalt ist dabei entsprechend DIN EN 14772-2 zu bestimmen, durch geeignete Messmethoden zu überprüfen und auf dem Lieferschein anzugeben. Der Lieferschein muss insoweit auch den Namen des beauftragten Prüflabors der letzten Prüfung, die Nummer des Prüfberichts, die Probennummer und das Datum der Probennahme ergibt.

Werden nur Substrate einer einzigen Einsatzstoffklasse eingesetzt – das heißt, nur aus Einsatzstoffvergütungsklasse I, nur aus Einsatzstoffvergütungsklasse II oder nur aus der Einsatzstoffvergütungsklasse gemäß Anlage 1 –, so ist die Berechnung des energetischen Verhältnisses nicht notwendig.

Wird in einer Anlage flüssige Biomasse eingesetzt, so wird der Anteil der Gesamtstromerzeugung, der auf den notwendigen und damit nach § 27 Absatz 5 Nummer 3 EEG vergütungsfähigen Einsatz flüssiger Biomasse zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung zurückzuführen ist, nach Absatz 2 Satz 4 für die Ermittlung der einsatzstoffbezogenen Vergütung anteilig den übrigen eingesetzten Energieträgern entsprechend ihres im Verhältnis zueinander relativen energetischen Anteils an der Stromerzeugung zugerechnet.

Wird in einer Anlage auch sonstige, nicht nach der Biomasseverordnung anerkannte und damit nicht vergütungsfähige Biomasse eingesetzt, so wird auch diese Biomasse – ohne dass sie hierdurch als anerkannte Biomasse gilt – für die Ermittlung der prozentualen Anteile aller Einsatzstoffe an der Stromerzeugung als Einsatzstoff im Sinne der Anlage 1 behandelt (Absatz 2 Satz 3), mit der Folge, dass auch für diese nicht anerkannten Substrate als Energieertrag bei der Biogaserzeugung der Rückfallwert „E 0“ beziehungsweise für die Feststoffverbrennung oder thermochemische Vergasung von nicht anerkanntem Holz der Rückfallwert „H 0“ angesetzt wird.

Eine bilanzielle Aufteilung der verschiedenen Einsatzstoffe auf einzelne hieraus erzeugte Biogasteilmengen zur Verstromung in verschiedenen Stromerzeugungseinheiten ist nicht zulässig.

Zu Nummer 4 (§ 3 BiomasseV)

Mit der Ergänzung in Nummer 4 wird klargestellt, dass Biomassefraktionen, die aus gemischten Siedlungsabfällen gewonnen wurden (etwa durch entsprechende Nachsortierung) und für sich betrachtet im Hinblick auf den organischen Anteil eine ähnliche Beschaffenheit aufweisen können wie getrennt gesammelte Bioabfälle, dennoch ihre Eigenschaft als gemischte Siedlungsabfälle behalten und somit ebenfalls der Nummer 3 unterfallen. Durch die nachträgliche Separierung überwiegend biogener Anteile aus gemischten Siedlungsabfällen entsteht kein getrennt erfasster „Bioabfall“ im Sinne der Bioabfallverordnung (BioAbfV).

Mit der Streichung in Nummer 4 (Altholz) wird die Empfehlung aus dem EEG-Erfahrungsbericht 2011 umgesetzt, der die Beendung der Förderung von Strom aus Altholz in Neuanlagen, die nach Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen werden, empfiehlt. Ausnahmsweise soll gemäß dem EEG-Erfahrungsbericht 2011 die Vergütung für Industrierestholz weiterhin gewährt werden.

Buchstabe c nimmt eine Anpassung an geändertes europäisches Recht vor.

Zu Nummer 5 (§ 5 BiomasseV)

Mit der Streichung der Absätze 2 und 3 wird die Empfehlung aus dem EEG-Erfahrungsbericht umgesetzt, der die Beendung der Förderung von Strom aus Altholz in Neuanlagen empfiehlt.

Zu Nummer 6 (Anlage 1 bis 3 BiomasseV)

In den Anlagen 1 bis 3 sind die gemäß Biomasseverordnung anerkannten Einsatzstoffe, die für eine Stromerzeugung in Betracht kommen, mit ihren Energieerträgen aufgeführt. Anlage 1 sieht zudem für andere nach der Biomasseverordnung anerkannte und damit grundsätzlich vergütungsfähige Einsatzstoffe, die keinem der in den drei Anlagen genannten Einsatzstoffe zugeordnet werden können, einen Energieertrag „E 0“ vor; für Einsatzstoffe aus Holz, die in keiner der Anlagen aufgeführt werden, wird zudem ein Energieertrag „H 0“ vorgesehen. Anlage 2 sieht für nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen), die nicht ausdrücklich in der Einsatzstoffvergütungsklasse I aufgeführt werden, im Fall der Biogaserzeugung einen Energieertrag „E I“ bzw. für Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung einen Energieertrag „H I“ vor.

Alternativ hierzu kann die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber den Heizwert nach DIN EN 14918 für alle Einsatzstoffe im Sinne der Anlage 2 individuell bestimmen lassen. Der tatsächliche Ertrag kann höher sein als der Listenwert – der Listenwert ist lediglich ein Angebot für den

Fall, dass die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber auf die Bestimmung verzichtet.

Einige Einsatzstoffe werden in den Anlagen 2 und 3 legaldefiniert, um Rechtsunklarheiten zu beseitigen. So wird u. a. der Begriff „Landschaftspflegematerial“ neu definiert; bei der Verbrennung oder thermochemischen Vergasung eingesetzte Abfälle aus der privaten und öffentlichen Garten- und Parkpflege gelten ausdrücklich nicht als Landschaftspflegematerial. Diese Definition gilt für Neuanlagen und bewirkt keine Änderung der bislang geltenden Rechtslage in Bezug auf den Begriff der „Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen“ nach dem EEG 2009.

Zu Artikel 6 (Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)

Die Änderungen in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sind im Wesentlichen Folgeänderungen zu den Änderungen der Vergütungsstruktur für Biomasse in § 27 EEG. In den §§ 10, 13, 20 und 65 wird auf Bestimmungen des EEG insbesondere zum sogenannten „Nawaro-Bonus“ verwiesen, der nach dem EEG in der Fassung dieses Gesetzes für Neuanlagen gestrichen wurde. Durch die Änderung in § 69 wird außerdem eine Verzahnung mit der Berichtspflicht des § 57 Absatz 5 EEG hergestellt; hierdurch wird der Arbeitsaufwand der Clearingstelle – als Folgeänderung zum neuen § 57 EEG – verringert. Schließlich wird durch den neuen Absatz 1a in § 73 sichergestellt, dass der in der Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister in § 64e Nummer 3 Buchstabe d vorgesehene Datenabgleich auch mit dem zentralen Anlagen- und Informationsregister nach § 61 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung möglich ist.

Zu Artikel 7 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes)

Die erste Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung, die auf die Änderung der Biomasseverordnung (Herausnahme von Altholz) reagiert: Da der Energieträger Altholz im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes weiter anerkannt werden soll, wird im EEWärmeG die Biomasseverordnung in ihrer vor Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung für anwendbar erklärt. Aus rechtssystematischen Gründen wird außerdem die Definition „Biomethan“ in Nummer II.1 der Anlage zum EEWärmeG an die neue Definition in § 3 Nummer 2c EEG angepasst, um einen inhaltlichen Gleichlauf zwischen den beiden Gesetzen zu gewährleisten; die Änderungen im EEWärmeG sind daher redaktioneller Natur.

Zu Artikel 8 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Die Änderungen sind redaktionelle Folgeänderungen zur Neugestaltung der Direktvermarktung im EEG und zur Einführung des § 6 Absatz 3 EEG.

Zu Artikel 9 (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung)

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Neugestaltung der Direktvermarktung im EEG.

Zu Artikel 10 (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung)

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Neugestaltung der Direktvermarktung im EEG und zur Einführung des § 6 Absatz 3 EEG.

Zu Artikel 11 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Neugestaltung der Direktvermarktung im EEG.

Zu Artikel 12 (Bekanntmachungserlaubnis)

Artikel 12 ermächtigt das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Neubekanntmachung des EEG.

Zu Artikel 13 (Inkrafttreten)

Artikel 13 regelt das Inkrafttreten des Artikelgesetzes.

Das Gesetz tritt zum 1. Januar 2012 in Kraft. Lediglich Artikel 1 Nummer 33 tritt bereits zum 1. September 2011 in Kraft. Hintergrund dieser Sonderregelung ist, dass der neue § 54 EEG die Ausweisung von Strom aus erneuerbaren Energien, der nach dem EEG gefördert wird, im Rahmen der Stromkennzeichnung regelt. Die Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG ließ bisher nur die Ausweisung von tatsächlich physikalisch geliefertem Strom zu. Die Änderung des EEG-Ausgleichsmechanismus von einer physikalischen hin zu einer reinen finanziellen Wälzung der EEG-Kosten führt daher bei Beibehaltung der bisherigen Rechtslage dazu, dass die „grüne“ Eigenschaft des nach dem EEG vergüteten Stroms bei der Stromkennzeichnung für das Jahr 2011 verloren gehen würde (siehe Begründung zu Artikel 1 Nummer 33). Um dies zu verhindern, wird § 54 EEG bereits zum 1. September 2011 in Kraft treten, so dass die EEG-Strommenge noch im Rahmen der Stromkennzeichnung berücksichtigt werden können.



Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co., Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin, www.heenemann-druck.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333